



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**Análise da Viabilidade Técnica e Econômica para
Instalação de uma Usina Eólica no Rio Grande do
Norte**

**Autor: Marcus Vinícius de Holanda Bonifácio
Orientador: Prof.^a Paula Meyer Soares**

**Brasília, DF
2016**



Marcus Vinícius de Holanda Bonifácio

**Análise da Viabilidade Técnica e Econômica para Instalação de uma Usina
Eólica no Rio Grande do Norte**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Profa Dra Paula Meyer Soares

**Brasília, DF
2016**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Bonifácio, Marcus Vinícius de Holanda.

Análise da viabilidade técnica e econômica para instalação de uma usina eólica no estado do Rio Grande do Norte. Brasília: UnB, 2016. 103 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2016. Orientação: Profa
Dra. Paula Meyer Soares

1. energia eólica 2. Planejamento energético 3. avaliação
econômica I. Soares, Paula M.

CDU Classificação



REGULAMENTO E NORMA PARA REDAÇÃO DE RELATÓRIOS DE PROJETOS DE GRADUAÇÃO FACULDADE DO GAMA - FGA

Marcus Vinícius de Holanda Bonifácio

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em (data da aprovação 12/02/16) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Profa.Dra. Paula Meyer Soares UnB/ FGA
Orientadora

Prof.Dra Loana Nunes Velasco UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof Dr.Flavio Henrique Justiniano Ribeiro da Silva – UnB/FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2016

Esse trabalho é dedicado às pessoas que contribuem para o desenvolvimento de ideias sustentáveis. Que elas possam fazer com que a matriz energética cresça com sabedoria.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Hélder e Karla, que durante toda minha vida me apoiaram em todos os meus projetos e se esforçaram ao máximo em me incentivar, para que eu sempre pudesse dar o melhor de mim. Tenho certeza que a minha graduação como Engenheiro de Energia não aconteceria sem o apoio incondicional de vocês, e sou muito grato de poder compartilhar essa conquista com vocês.

À minha namorada Stella, que foi fundamental para o sucesso dessa jornada, obrigado pelo apoio em todos os momentos. Obrigado por ter estado presente quando as dificuldades apareceriam, quando os momentos de descanso eram trocados pelos de estudo, e obrigado pelos conselhos que foram essenciais, quando as escolhas eram quase impossíveis.

Aos meus amigos de faculdade, Luis Bonifácio, Lucas Borges, Guilherme Cassemiro, Leonardo Bonifácio, Pedro Matias entre outros, que estiveram comigo durante toda a graduação. A amizade de vocês foi muito importante para o meu aprendizado, acadêmico e pessoal.

Um agradecimento especial à professora Paula Meyer Soares, pelo apoio e orientação dados durante o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

A procura por fontes de energia renováveis é um dos aspectos mais importantes no planejamento energético de um país. Neste cenário, a energia eólica tem se expandido nos últimos anos, provando que a pesquisa e investimentos nessa área são fundamentais para o desenvolvimento do setor energético. O referido trabalho faz uma análise econômica acerca da viabilidade de instalação de um parque eólico situado em Umbuzeiro no estado do Rio Grande do Norte. A metodologia utilizada baseou-se em informações econômicas e técnicas (custo das turbinas e das linhas de transmissão, impostos, fator de capacidade, rugosidade do terreno, etc.) para a realização do estudo de viabilidade com o uso de técnicas de análise financeira de projetos (Valor Presente Líquido(VPL), Taxa Interna de Retorno(TIR), Custo/Benefício, Payback). Os resultados mostram que o projeto tem um payback de aproximadamente 10 anos, com VPL de R\$ 141.506.084,21 e TIR de 21%, o que constata a viabilidade técnica e econômica do mesmo.

Palavras-chave:. Energia Eólica, Planejamento energético, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The search for renewable energy sources is one of the most important aspects in the energy planning of a country. In this scenario, wind power has expanded in recent years, proving that research and investments in this area are critical to the development of the energy sector. This work makes an economic analysis on the feasibility of installing a wind farm located in Umbuzeiro in the state of Rio Grande do Norte. The methodology used was based on economic and technical information (cost of turbines and transmission lines, taxes, capacity factor, terrain roughness, etc. ..) to carry out the feasibility study of the use of techniques of financial analysis projects (NPV, IRR, Cost / Benefit, Payback). The results show that the project has a payback of about 10 years, with net present value of R\$ 141,506,084.21 and Internal Rate of Return of 21%, which notes its technical and economic viability.

Keywords :. Wind Power, Energy Planning, Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 - Forças Atuantes e Direção Resultante do Vento (Domelen, 2003)
- Figura 2 - Perfil de Velocidades do Vento (Elliot, 1987)
- Figura 3 - Evolução de Aerogeradores de Acordo Coma Capacidade e Altura de Torre (Da Silva, 2013)
- Figura 4 - Turbina de Eixo Vertical(Esquerda) e Horizontal(Direita) (Ackerman, 2000)
- Figura 5 – Componentes de um Aerogerador Típico
- Figura 6 - Curva de Potência de uma Turbina Eólica (Da Silva, 2013)
- Figura 7 - Efeito Shadow Flicker
- Figura 8 – Localização da Usina Eólica (Google Earth)
- Figura 9 – Localização Final Parque Eólico (Google Earth)
- Figura 10 – Rosa dos Ventos para o Parque Eólico
- Figura 11 – Pátio de Produção Wobben (Wobben Windpower, 2014)
- Figura 12 – Especificações Modelo E-82 2300 kW (Wobben Windpower, 2014)
- Figura 13 – Exemplo de Fundação Circular (Wobben Windpower, 2014)
- Figura 14 – Exemplo de Efeito Esteira em Turbinas Off-Shore (Manwell. J.F., 2002)
- Figura 15 – Diagrama do Modelo Katic para Efeito Esteira (Appalachian State University, 2015)
- Figura 16 – Análise Efeito Esteira
- Figura 17 – Resumo Parque Eólico
- Figura 18 – Conexão das Turbinas Dentro do Parque Eólico
- Figura 19 – Sistema de Transmissão Região Nordeste (ONS, 2015)

LISTA DE GRÁFICOS E QUADROS

Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2000 (ANEEL, 2003)

Gráfico 2 - Participação de Energias Renováveis na Matriz Elétrica (EPE, 2015)

Gráfico 3 - Variação na Geração de Energia por Fonte (EPE, 2015)

Gráfico 4 - Capacidade Instalada Mundial (GWEC, 2014)

Gráfico 5 - Países com Maior Capacidade Instalada no Mundo (WIE, 2015)

Gráfico 6 - Investimentos Feitos por Ano em Energia Eólica, em Milhões (ABEEÓLICA, 2013)

Gráfico 7 - Evolução da Capacidade Instalada no Brasil (MW) (ABEEÓLICA, 2015)

Gráfico 8 – Orientação do Vento na Região do Parque Eólico

Gráfico 9 – Distribuição Weibull PDF

Gráfico 10 – Distribuição Weibull CDF

Gráfico 11 – Comparação de Dados Histograma x Weibull

Gráfico 12 – Curvas de Potência dos Três Modelos de Turbina Pré-Selecionados

Gráfico 13 – Gráfico Distância Turbinas Efeito Esteira

Gráfico 14 – Perdas Efeito Esteira

Gráfico 15 – Payback Descontado

Quadro 1 - Número de Parques Eólicos e Potência Instalada em Cada Estado (ABEEÓLICA, 2013)

Quadro 2 – Fator de Rugosidade para Diferentes Tipos de Terreno (Ackerman, 2000)

Quadro 3 – Resultados da Velocidade Média

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fator de Forma e Escala para a Estação e Parque Eólico

Tabela 2 - Horas/ano para cada Velocidade do Vento

Tabela 3 - Fator de Capacidade das Turbinas

Tabela 4 - Energia Gerada Estimada para Turbina Selecionada

Tabela 5 - Parâmetros para Cálculo Efeito Esteira

Tabela 6 - Resultado Efeito Esteira

Tabela 7 - Fator de Capacidade Final do Parque Eólico

Tabela 8 - Parâmetros para o Cálculo de Perdas

Tabela 9 - Custo Inicial do Projeto

Tabela 10– Comparação Investimento do Parque Proposto com Parques Existentes na Região (CCEE, 2015)

Tabela 11– Resumo dos Custos Anuais do Projeto

Tabela 12 – Condições do Financiamento BNDES

Tabela 13 – Financiamento BNDES

Tabela 14 – Resultado Fluxo de Caixa

Tabela 15 – Fluxo de Caixa Descontado

LISTA DE SIGLAS

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CB	Custo-Benefício
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDF	Cumulative Density Function
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Energético
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Força Coriolis
FGP	Força Gradiente de Pressão
GW	Gigawatt
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Dados Estatísticos
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
KV	Quilovolt
KW	Quilowatt
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Países Exploradores de Petróleo

PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PDF	Propability Density Function
PROALCOOL	Programa Nacional do Álcool
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SAC	Sistema de Amortizações Constantes
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros a Longo Prazo
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. ASPECTOS GERAIS	1
1.2. OBJETIVOS E METAS DO TRABALHO	1
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
2. METODOLOGIA	2
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
3.1. ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL	3
3.2. ENERGIA EÓLICA	6
3.2.1. A ENERGIA DOS VENTOS	6
3.2.2. ENERGIA EÓLICA NO CONTEXTO MUNDIAL	8
3.2.3. ENERGIA EÓLICA NO CONTEXTO BRASILEIRO	10
3.3. REGULAMENTAÇÕES DO SETOR EÓLICO	13
3.3.1. O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	13
3.3.2. LEILÕES	14
3.4. FUNCIONAMENTO DISPOSITIVOS EÓLICOS	16
3.4.1. PRINCÍPIOS	16
3.4.2. CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS	18
3.4.3. FUNCIONAMENTO TURBINA EÓLICA	20
3.4.4. CURVA DE POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA	23
3.5. IMPACTOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS	24
4. ESTUDO DE CASO – RIO GRANDE DO NORTE	27
4.1. DEFINIÇÕES DA USINA EÓLICA	27
4.1.1. LOCALIZAÇÃO	27
4.2. DIMENSIONAMENTO DO COMPLEXO EÓLICO	29
4.2.1. COLETA DE DADOS DO VENTO	29
4.2.2. ANÁLISE DOS DADOS	29
4.2.3. SELEÇÃO DA TURBINA	38
4.2.4. EFEITO ESTEIRA E LAYOUT DA USINA	42
4.2.5. CONEXÃO COM A REDE	50
5. ANÁLISE ECONÔMICA	55
5.1. ANÁLISE DE CUSTO INICIAL	55
5.2. ANÁLISE DE CUSTOS E RECEITAS ANUAIS	56
5.2.1. RECEITAS	56
5.2.2. CUSTOS	57
5.3. ANÁLISE DE INVESTIMENTO DO CAPITAL	59
5.3.1. FINANCIAMENTO	59
5.3.2. VALOR PRESENTE LÍQUIDO PARA O PARQUE EÓLICO	60
5.3.3. TAXA INTERNA DE RETORNO	61
5.3.4. ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO	61
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
7. BIBLIOGRAFIA	65
8. APÊNDICE	69

1. INTRODUÇÃO

1.1. ASPECTOS GERAIS

A disponibilidade de energia elétrica está ligada diretamente ao crescimento econômico de um país, de forma que à medida que o mesmo se desenvolve, a demanda por esse recurso tende a crescer, sendo fundamental que a sua oferta esteja em constante expansão, de tal modo que o desenvolvimento econômico não seja limitado pela escassez em sua produção (SIMIS, 2010).

Outro fator importante é a crescente preocupação com o meio ambiente, que faz com que novas estratégias sejam adotadas para a mitigação dos impactos causados pela ação do ser humano ao longo de seu desenvolvimento. Nesse contexto, as fontes renováveis se tornam protagonistas no planejamento energético de uma nação.

O Brasil possui destaque nesse cenário, uma vez sua matriz energética é composta predominantemente por energia hidrelétrica. Porém, a dependência de uma única fonte pode trazer vulnerabilidade para o suprimento energético do país, que fica à mercê da sazonalidade de chuvas para o funcionamento dos reservatórios.

Sendo assim, buscar a diversificação da matriz brasileira é essencial para assegurar que o suprimento de energia elétrica não seja afetado pelos períodos de estiagem no território nacional. Nesse cenário, investimentos em energia solar e eólica, aparecem como opções atrativas para garantir o abastecimento energético do país.

O presente trabalho apresenta uma análise da viabilidade de instalação de um dado complexo eólico localizado na cidade de Umbuzeiro, Rio Grande do Norte observando os fatores técnicos e econômicos.

1.2. OBJETIVOS E METAS DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é apresentar uma análise acerca da viabilidade técnica e econômica aplicado a uma hipotética usina eólica situada no estado do Rio Grande do Norte.

1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Apresentar a evolução do uso das fontes renováveis com destaque para a energia eólica no Brasil e no mundo;
- Discutir os principais pontos do marco regulatório brasileiro para a energia eólica;
- Expor as características técnicas da energia eólica;
- Apresentar os impactos ambientais envolvidos na concepção de empreendimentos eólicos.
- Dimensionar um complexo eólico no estado do Rio Grande do Norte, com base em dados meteorológicos.
- Estimar a produção de energia anual durante a vida útil do projeto;
- Apresentar o estudo de viabilidade econômica do referido projeto;
- Analisar os resultados da viabilidade econômica.

2. METODOLOGIA

A realização do referido estudo adota o procedimento metodológico exploratório tendo como base a bibliografia e referenciais teóricos que discutem o assunto.

Na pesquisa exploratória faz uma análise de exemplos e um entendimento do problema pesquisado e as relações guardadas entre as variáveis estudadas (GIL, 1999)

O levantamento bibliográfico abrangeu textos que abordem o assunto, assim como informações sistematizadas acerca do assunto investigado objetivando a fundamentação teórica do estudo. Ademais foi utilizado estudo de caso aplicado a hipotético parque eólico no estado do Rio Grande do Norte na cidade de Umbuzeiro. A referida investigação possibilita o estudo de viabilidade técnica e econômica do referido parque.

Foram utilizados documentos originais ou eletrônicos que ainda não haviam recebido tratamento analítico por nenhum autor. Essa investigação documental se ateve ao marco regulatório de energia eólica.

Foram utilizados dados relativos às características do vento referentes à estação meteorológica automática de Calcanhar-RN, no período de 2009 a 2015, obtidos através do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

A partir dos dados obtidos através do INMET, foi feita uma análise das características do vento e a subsequente conversão das mesmas para o local selecionado para a construção do parque eólico, visando o dimensionamento dos materiais e layout do parque para posteriormente estimar a energia anual produzida.

Após a realização da análise técnica e de engenharia do parque eólico, foi realizado estudo de viabilidade econômica com o cálculo de alguns indicadores financeiros tais como: *payback*, VPL, TIR e relação Custo-Benefício. A adoção de uma análise econômica é necessária para que possamos justificar dentro de uma ótica econômico-financeira a viabilidade de instalação do referido sistema, considerando o tempo de retorno na realização de investimentos desse porte.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

A elevação dos preços do barril de petróleo praticada nos anos 70 pela Organização dos Países Exploradores de Petróleo (OPEP), causou impactos na matriz energética mundial. Os desequilíbrios externos e a escassez de dólares no mercado mundial obrigaram países a buscar outras fontes alternativas de energia que substituíssem o petróleo.

Em verdade, a adoção do combustível fóssil, o petróleo e seus derivados, gerou profundas transformações nos processos produtivos das nações e nas relações geopolíticas.

O Brasil, por exemplo, deu início a um ambicioso plano nacional de energia que possibilitasse a substituição do uso de combustíveis fósseis por outros. Em meio a adversidade, surgiu o Programa Nacional do Alcool –PROÁLCOOL. O PROÁLCOOL foi o primeiro programa brasileiro desenvolvido para estimular a produção de uma fonte energética alternativa, um passo importante no processo de quebra de um paradigma de fontes convencionais de energia. (Segura, 2012).

A implantação do PROALCOOL culminou na expansão de outros segmentos na indústria automobilística, atualmente cerca de 98% da frota nacional é composta por utilitários que utilizam etanol e gasolina. Essa diversificação de uso de

combustíveis possibilitou o crescimento do setor sucroenergético e da microgeração de energia que utiliza os subprodutos da cadeia produtiva de etanol para geração de energia elétrica.

Ao final dos anos 70, eclode mais um choque do petróleo, alguns países membros da OPEP buscam defender seus interesses que por sua vez conflitam com o interesse do bloco. A Arábia Saudita, principal país membro produtor de petróleo do bloco decide remanejar sua produção provocando mais uma vez a elevação dos preços internacionais do barril de petróleo.

A instabilidade política nos países produtores de petróleo transforma o mesmo em uma arma política fortemente utilizada pelos países produtores. As relações diplomáticas e políticas ficam condicionadas aos interesses desses países ocasionando instabilidade no preço do barril do petróleo.

Essa instabilidade fez com que vários países buscassem fontes alternativas e substitutos para o combustível fóssil em pleno século XXI.

Nos anos 2000, o Brasil sai mais uma vez a frente promovendo a expansão do uso das fontes alternativas de energia criando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA. O PROINFA foi regulamentado pelo decreto de lei nº 5.025, em março de 2004, e tem como objetivo incentivar a produção de energia elétrica a partir de fontes alternativas de energia, como a eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). O programa foi dividido em duas etapas: a primeira, com resultados a curto prazo e a segunda, com resultados a longo prazo. (Dutra, 2010).

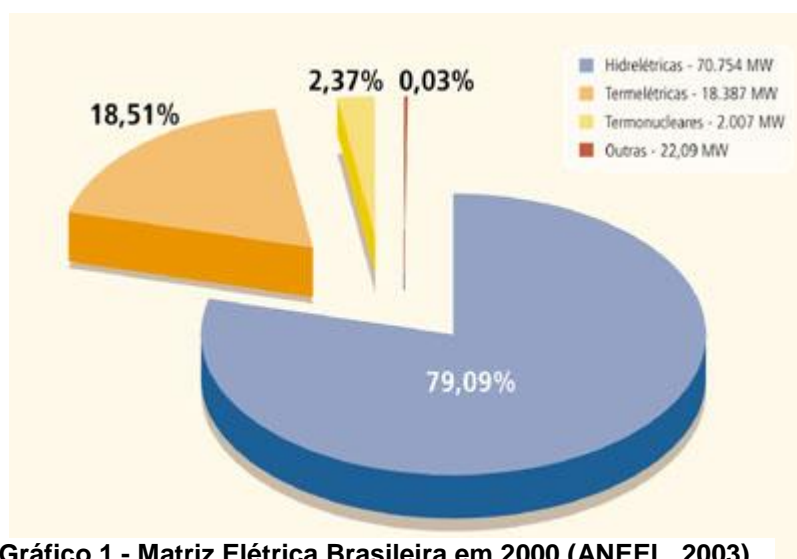


Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2000 (ANEEL, 2003)

Por ter a energia proveniente de usinas hidrelétricas como principal fonte de energia elétrica, o Brasil é hoje o quarto maior produtor de energia renovável no mundo, perdendo apenas para China, Índia e Estados Unidos, respectivamente (Ministério do Planejamento, 2014). Quando comparado com o panorama mundial, as energias renováveis representam expressivos 74,6% da matriz elétrica brasileira, enquanto a média mundial é de apenas 21,2%, como mostrado no gráfico 2 (EPE, 2015).

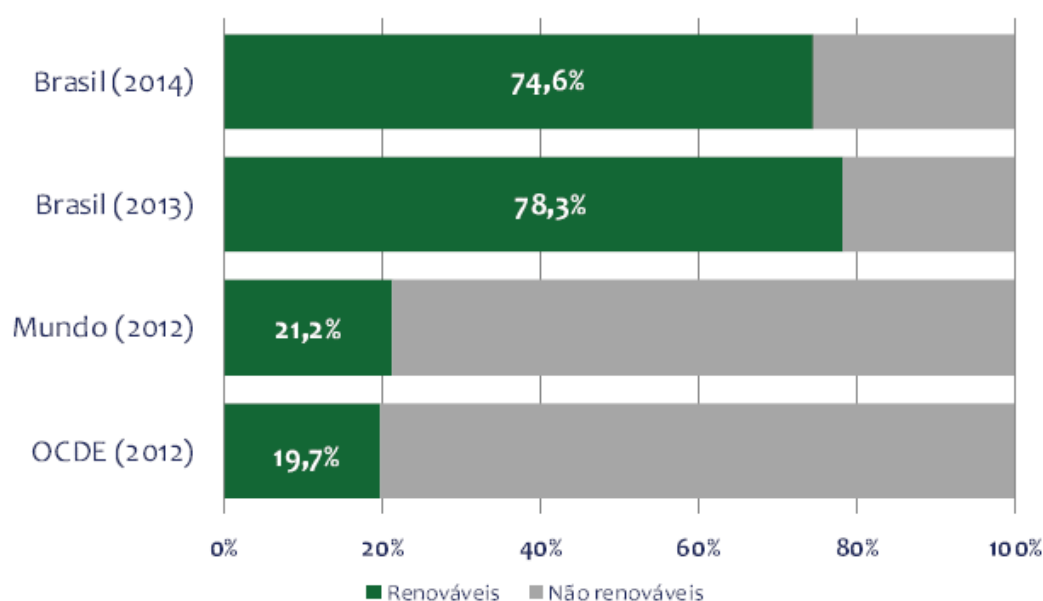


Gráfico 2 - Participação de Energias Renováveis na Matriz Elétrica (EPE, 2015)

Apesar da grande participação da energia hidráulica na matriz elétrica brasileira, outras fontes vêm se destacando no cenário nacional. Grande prova disso é que apesar da participação da energia hidráulica ter caído para 65% na matriz elétrica, as renováveis ainda representam por volta de 75% dessa matriz. Isso mostra que outras fontes vêm ganhando bastante espaço no mercado, das quais podemos ressaltar a biomassa e a eólica, que vem demonstrando um padrão de crescimento impressionante, ambas responsáveis por produção de energia em larga escala. Outra fonte que tem grande potencial para crescimento no mercado energético é a solar, que por ser responsável pela produção de energia em menor escala ainda depende de mais investimentos do governo para se estabelecer em um mercado energético tão diverso. (EPE, 2015).

Como podemos observar no gráfico 3, a geração de energia elétrica à partir de hidrelétrica diminuiu no ano de 2014 quando comparada com 2013, enquanto outras fontes, como biomassa e principalmente eólica, tem apresentado um crescimento considerável na geração de energia elétrica (EPE, 2015).

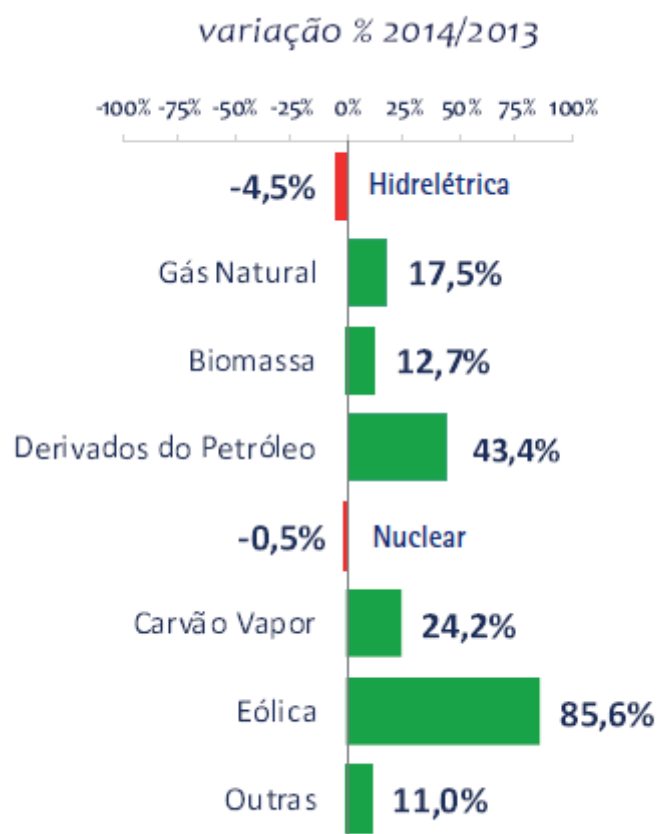


Gráfico 3 - Variação na Geração de Energia por Fonte (EPE, 2015)

3.2. ENERGIA EÓLICA

3.2.1. A ENERGIA DOS VENTOS

3.2.1.1 Princípios

A energia proveniente dos ventos é uma forma indireta de energia solar. Devido à energia que o sol irradia na Terra, em conjunto com a rotação da mesma, as camadas de ar atmosférica estão em contínuo movimento, gerando o que conhecemos como vento (COSERN, 2003).

A formação do vento se dá por duas forças principais: A Força Gradiente de Pressão(FGP) e a Força Coriolis (FC). A FGP é responsável pelo deslocamento das

camadas de ar atmosféricas, que sempre se dão dos ambientes de maior pressão para os de menor.

Já a FC é derivada do movimento de rotação da Terra, e tem como efeito deflexão na direção das massas de ar em movimento, de tal modo que quando combinada com a FGP determina a direção predominante do vento. A figura 1 é uma representação dessas forças e sua implicação na direção do vento. Vale ressaltar que no hemisfério norte, a deflexão proveniente da Força de Coriolis se dá para direita e no hemisfério sul se dá para esquerda (Elliot, 1987).

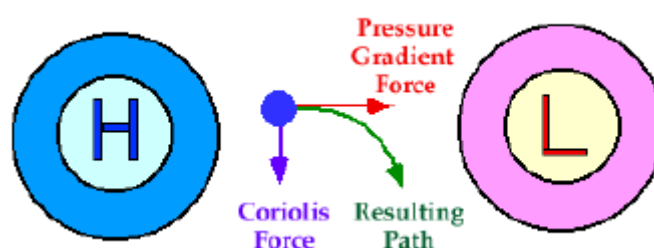


Figura 1 - Forças Atuantes e Direção Resultante do Vento (Domelen, 2003)

De forma geral, se tratando de períodos mais longos, como meses e anos, os regimes de vento apresentam regularidade, de forma que a velocidade e direção do vento apresentam características similares a longo prazo, com variações inferiores a 10%, em termos globais (COSERN, 2003). Em termos locais, as condições do vento podem sofrer mudanças em períodos curtos, como horas ou dias, devido à particularidades no tempo local, como brisas marítimas, dias chuvosos, ensolarados e nevosos, que afetam o regime dos ventos. Além disso, as condições do terreno local também afetam o regime dos ventos, de forma que transições do mar para terra, montanhas e obstáculos também afetam as características do vento no local (Dear, 1990) .

Um bom exemplo são as transições de mar e terra que afetam a direção do vento. Durante o dia a terra aquece mais que a água do mar, de forma que o ar sobre ela aquece e tende a subir, criando um ambiente de baixa pressão, que atrai a brisa marítima, sendo que à noite o processo ocorre de forma reversa (Elliot, 1987) . Esse processo contribui para a viabilidade de usinas eólicas, de forma que os ventos em

direção a terra ocorrem durante o dia, período em que o consumo de eletricidade é mais acentuado.

A rugosidade do terreno é de extrema importância para as condições do vento no local, de forma que a escolha do local para a instalação de uma usina eólica é crucial para a viabilidade da mesma. Quanto mais obstáculos, árvores, depressões e montanhas o terreno possuir, mais o vento à maior altitude, onde acontece a geração de energia em uma turbina eólica, vai ser afetado.



Figura 2 - Perfil de Velocidades do Vento (Elliot, 1987)

Como mostra a figura 2, em terrenos complexos, a turbulência do vento aumenta, diminuindo a velocidade e conseqüentemente o potencial na geração de energia (Elliot, 1987) .

3.2.2. ENERGIA EÓLICA NO CONTEXTO MUNDIAL

Devido ao alto custo na produção de energia e às pressões internacionais relacionadas à emissão de gases poluentes, vários países estão em processo de regulamentação de fontes renováveis. Além disso, programas de governo estão cada vez mais voltados à incentivos financeiros visando à estimulação do uso de fontes renováveis (Evolução Energia Eólica, 2014).

Em virtude de suas vantagens econômicas, tais como a disponibilidade de criação de empreendimentos de larga escala, a energia eólica é uma das fontes em maior foco nos programas governamentais de incentivos às renováveis. Uma boa demonstração disso é que mais de 86 países já contam com a energia eólica em sua matriz energética (Evolução Energia Eólica, 2014).

No panorama mundial, a energia eólica teve um crescimento bastante considerável em um período relativamente curto. Há menos de vinte anos atrás, em

1997, a capacidade instalada mundial girava em torno de 7.600 MW, e em 2014 essa capacidade instalada cresceu para impressionantes 369.597 MW (GWEC, 2014), como mostra o gráfico 4.

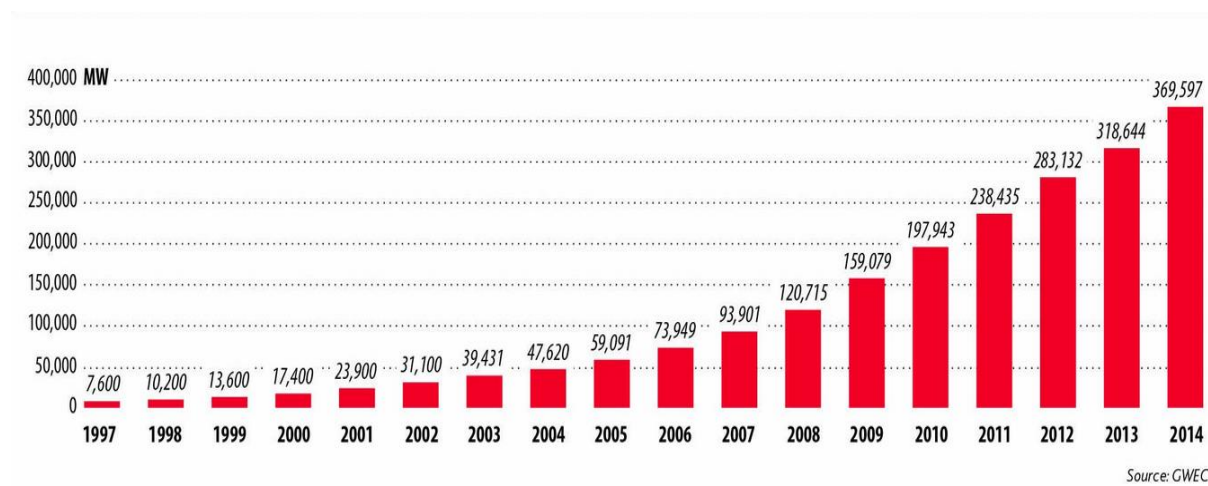


Gráfico 4 - Capacidade Instalada Mundial (GWEC, 2014)

Apesar da expansão da geração de energia eólica no mundo, a participação da mesma na matriz energética mundial ainda é baixa, de forma que a energia eólica é responsável por 3% de toda energia elétrica gerada no mundo, o que representa quase toda a energia gerada combinada da Alemanha e Holanda. Entretanto, alguns países têm na energia eólica, uma de suas principais fontes de geração de energia, como por exemplo a Dinamarca, em que a energia eólica foi responsável por 41,4% de toda sua produção de energia elétrica (BP, 2015).

Em termos de capacidade instalada, a China é o país que lidera o ranking de energia eólica mundial, com 115 GW de potência instalada, o que representa 30% de toda capacidade mundial (ver gráfico 5) (BP, 2015). Além da capacidade instalada, a China também se tornou líder no processo de expansão deste tipo de energia, instalando no ano de 2014, 23 GW de energia eólica em seu território (GWEC, 2014).

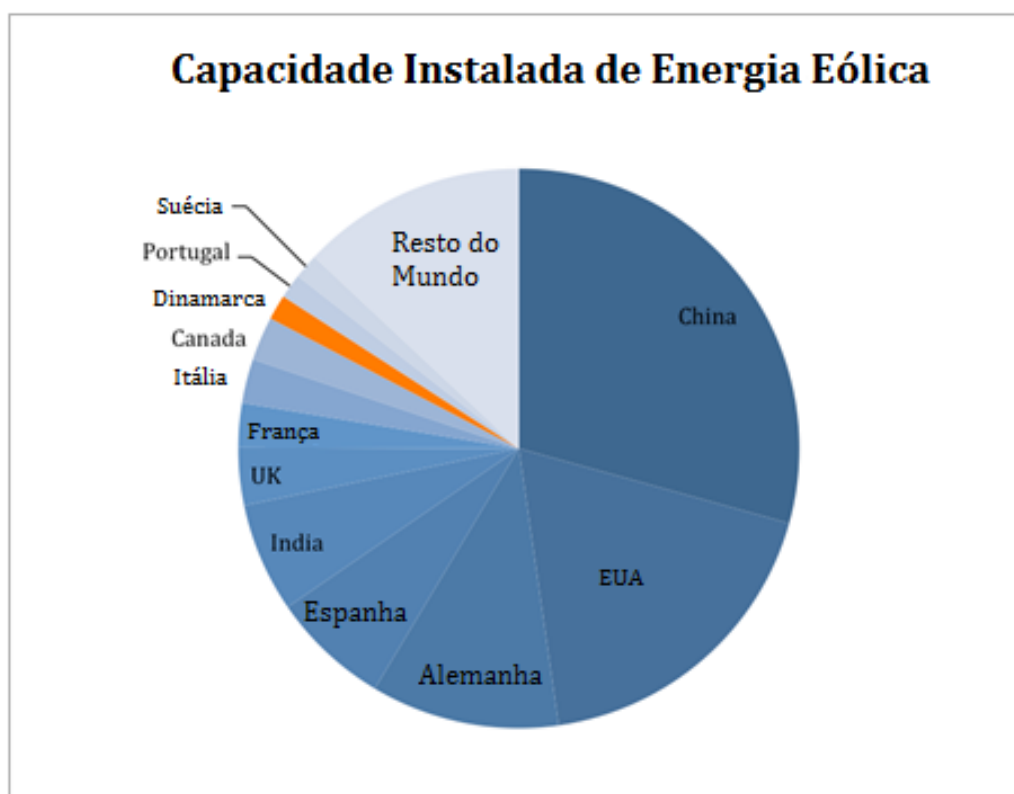


Gráfico 5 - Países com Maior Capacidade Instalada no Mundo (WIE, 2015)

3.2.3. ENERGIA EÓLICA NO CONTEXTO BRASILEIRO

No Brasil, o início da década de 2000 foi determinante para a expansão de energias renováveis, logo de energia eólica, na matriz energética brasileira atual. No início da década de 2000, a matriz elétrica brasileira era constituída por 79% de usinas hidrelétricas (ANEEL, 2003), e um período de seca sem precedentes, diminuiu consideravelmente a reserva das barragens hidrelétricas, gerando um racionamento de energia em todo o território nacional. Dessa forma, a necessidade de se diversificar o leque de fontes no país ficou evidente (Evolução Energia Eólica, 2014).

O país possui um enorme potencial eólico, principalmente nas regiões mais próximas ao litoral, com ventos constantes e de magnitudes consideradas bastante propícias para a geração de energia eólica.

Além disso, o período de maior potencial eólico brasileiro se dá nos meses de junho a dezembro, justamente no período onde o índice de chuvas é menor. Dessa forma, a utilização de energia eólica propicia uma maior segurança energética em um período historicamente marcado por instabilidades na fonte com maior participação na matriz energética nacional. (Evolução Energia Eólica, 2014).

O gráfico 6 representa o total de investimentos realizados e percentual correspondente ao aplicado em energia eólica por ano a partir de 2006. Pode-se perceber que é crescente a participação dos investimentos em energia eólica ano a ano, essa expansão é reflexo dos incentivos públicos voltados para o setor conjugado com o potencial existente e não explorado até o momento presente.

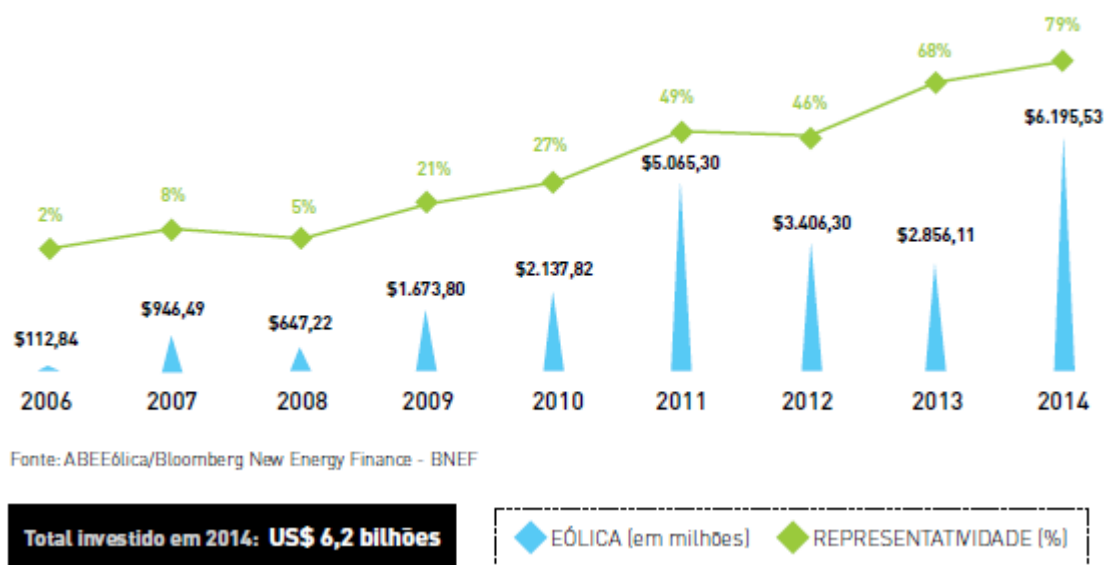


Gráfico 6 - Investimentos Feitos por Ano em Energia Eólica, em Milhões (ABEEÓLICA, 2013)

Tais investimentos, contribuíram para o que o Brasil se tornasse um dos principais mercados no setor eólico da América do Sul. Apesar de representar apenas 2% da matriz elétrica brasileira atual, a previsão é que o setor cresça mais de 2 GW por ano, como aconteceu em 2014, quando foi registrado o recorde de 2,5 GW de nova capacidade eólica (ABEEÓLICA, 2015).

A expectativa é de que em 2020 o país atinja mais de 16 GW de capacidade instalada, o que representaria em torno de 10% da matriz elétrica nacional (GWEC, 2013). Como podemos ver, o gráfico 7 mostra a evolução dessa expansão da capacidade instalada durante o período de 2005-2019, trata-se de um crescimento espetacular em 14 anos de 27,1 MW a 16.239,9 MW.

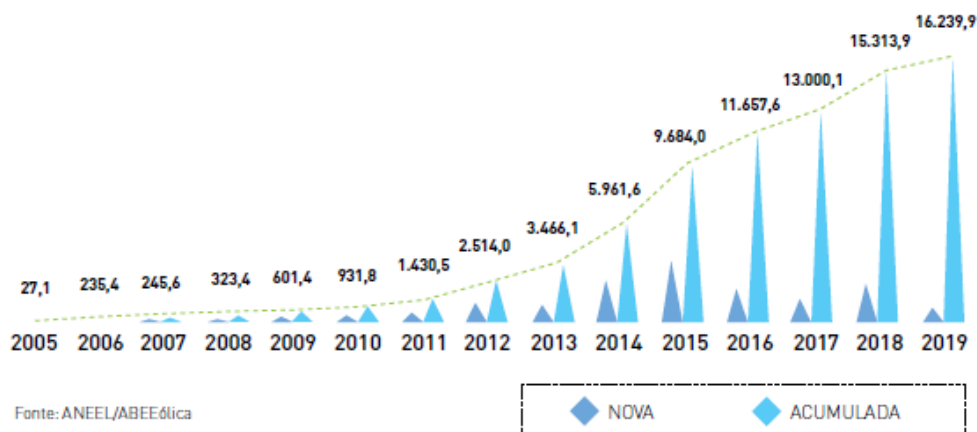


Gráfico 7 - Evolução da Capacidade Instalada no Brasil (MW) (ABEEÓLICA, 2015)

Atualmente, as regiões dominantes no país no setor eólico são a região Nordeste e Sul do país, devido ao seu potencial no que diz respeito à qualidade do vento relacionados à geração de energia. Os estados que lideram esse ranking nacional de produção de energia eólica são, respectivamente, Rio Grande do Norte, Ceará, Bahia e Rio Grande do Sul, como mostra o quadro 1.

Estado	Número de Parques	Potência Instalada (MW)
Paraná	1	2,5
Piauí	1	18,0
Pernambuco	5	24,8
Rio de Janeiro	1	28,1
Sergipe	1	34,5
Paraíba	13	69,0
Santa Catarina	13	236,4
Rio Grande do Sul	15	460,0
Bahia	24	582,0
Ceará	20	608,0
Rio Grande do Norte	25	727,2
Total	119	2790,4

Quadro 1 - Número de Parques Eólicos e Potência Instalada em Cada Estado (ABEEÓLICA, 2013)

Devido ao grande potencial no mercado eólico no país, o Brasil tem atraído a atenção de diversas empresas do setor eólico. Desde 1995, a empresa alemã ENERCON possui uma subsidiária no país, a Wobben Windpower, que desde 2000 produz aerogeradores completamente nacionais, com fábrica situada em Sorocaba (SP). Além disso, a empresa possui um empreendimento no estado do Ceará e na

Bahia, voltados para construção de pás e torres de concreto (Wobben Windpower, 2014).

Além da Wobben Windpower, a empresa espanhola Acciona Windpower inaugurou um complexo fabril em 2015, localizado no estado da Bahia com previsão de produção de 100 unidades aerogeradoras de 3 MW por ano. A empresa também possui duas fábricas voltadas para torres de concreto, no Rio Grande do Norte e no Ceará. Outras empresas, como a Vestas, GE e Siemens também possuem unidades de fabricação no Brasil.

3.3. REGULAMENTAÇÕES DO SETOR EÓLICO

3.3.1. O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Entre 2003 e 2004, com o apoio das leis nº 10.847 e 10.848, em conjunto com o Decreto nº 5.163, o governo federal criou um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (ONS, 2014). Esse novo modelo criou novas instituições com funções importantes no cenário energético nacional, tais como:

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Responsável pelo planejamento do setor energético a longo prazo;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): Órgão responsável pelo monitoramento da segurança do suprimento de energia elétrica;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Instituição responsável pela continuação das atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Além dessas instituições criadas, é importante citar outras instituições existentes, que exercem papéis fundamentais no setor elétrico, entre elas (Melo, 2015):

- Ministério de Minas e Energia (MME): Responsável pelo monitoramento e tomada de decisões em caso de falhas na segurança do suprimento de energia;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Instituída para regulação, promoção de licitações, concessão de permissões e fiscalização de serviços de energia elétrica;

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): Órgão responsável pela coordenação, supervisão e operação do Sistema Elétrico.

A criação dessas instituições supracitadas objetivava garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro e promover a modicidade tarifária (ONS, 2014).

Em termos de comercialização de energia, a partir do Novo Modelo a energia passou a ser comercializada em dois novos ambientes de compra e venda, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (ABDI, 2014).

No ACL, as operações de compra e venda de energia são feitas de forma livre (Lage, 2013), de forma que só podem comprar consumidores livres, onde as relações contratuais são regidas com base em prazo e volume. Vale ressaltar que aos consumidores é permitida apenas o processo de compra, enquanto para geradores e importadores, por exemplo, são permitidos os processos de compra e venda (Melo, 2015).

Já no ACR, a comercialização, que é feita na modalidade de leilões obedecendo-se o critério de menor tarifa, só pode ser feita por distribuidoras de energia, ressaltando-se que toda demanda de distribuidores deve estar contratada com empresas de geração (Lage, 2013).

3.3.2 LEILÕES

A partir de 2007, lotes de energia eólica passaram a ser comercializados nos Leilões de Fontes Alternativas (LFA). Apesar da crescente participação da energia eólica na matriz energética brasileira, a tarifa de energia elétrica comercializada nos leilões proveniente do sistema eólico tem conseguido paulatinamente competir com as demais fontes (Lage, 2013). A partir de 2009, o governo, com intenção de aumentar a participação desse tipo de energia no mercado, realizou um Leilão de Energia Reserva (LER), onde a energia eólica foi a única fonte comercializada (Lage, 2013). A partir disso, a energia eólica participou, com êxito de alguns leilões, entre eles (Melo, 2015):

- Leilão de Energia de Reserva 05/2010;

- Leilão de Fontes Alternativa 07/2010;
- Leilão de Energia A-3 02/2011;
- Leilão de Energia de Reserva 03/2011;
- Leilão de Energia A-5 07/2011;
- Leilão de Energia A-3 08/2015;
- Leilão de Energia de Reserva 11/2015.

Com a realização de leilões de forma regular, o desenvolvimento da indústria de energia eólica cresceu consideravelmente no período de 2009 a 2011, devido à grande demanda prevista nos primeiros leilões, em conjunto com as boas condições de crédito, o que atraiu a atenção de empreendedores (ABDI, 2014). Dessa forma, a energia eólica se mostrou a mais competitiva entre as renováveis participantes dos leilões (biomassa e PCH's), de forma que começou a ter participação no Leilões de Energia Nova (LEN) – leilões destinados à contratação de novas fontes de energia – competindo com fontes tradicionais de energia, e também participando de ACL (Lage, 2013).

Entretanto, no ano de 2012, devido à uma redução de demanda e preço de contratação, os investidores passaram a sofrer uma insegurança do mercado, o que desacelerou o ímpeto inicial em energia eólica (ABDI, 2014). Dessa forma, o governo passou a adotar medidas para continuar promovendo o crescimento dessa fonte, como por exemplo a isenção permanente do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para aerogeradores (Lage, 2013).

A energia eólica continua tendo grande competitividade no mercado. Sendo comprovado pela excelente participação dessa fonte no último leilão A-3¹, realizado em agosto deste ano, onde a energia eólica atendeu 80% de todo o mercado do leilão, composto por eólica, hídrica e termelétrica, sendo responsável por 538,8 MW dos 669,498 MW comercializados (ABEEÓLICA, 2015).

Para evitar incertezas de mercado, que acaba afastando investidores do setor, uma das propostas é a realização de um leilão A-3 e um leilão de reserva por ano. O leilão A-3 tem um prazo mais adequado quando comparado com o leilão A-5, tendo

¹ Leilão onde o projeto contratado pode fornecer energia em 3 anos a partir de sua contratação, diferente do A-5 onde o fornecimento se dá em 5 anos.

em vista que 5 anos é um prazo longo e gera riscos para investidores devido ao preço dos aerogeradores que pode variar. Porém, o leilão A-3 por si só não garantiria a certeza de demanda necessitada pelos investidores, de forma que uma combinação com um LER com um volume mínimo, pode dar a garantia necessária para os investidores, propiciando uma conexão entre política energética e política industrial (ABDI, 2014).

3.4. FUNCIONAMENTO DISPOSITIVOS EÓLICOS

3.4.1. PRINCÍPIOS

A conversão da energia disponível nos ventos em energia mecânica se dá por um processo relativamente simples, de forma que é necessário um bom potencial eólico e também que o sistema esteja preparado para lidar com as variações climáticas impostas pela natureza. Esse aproveitamento da energia eólica para produção de energia mecânica é feito desde épocas que remetem aos tempos medievais, onde a energia dos ventos era utilizada para mover a indústria de forjaria, e posteriormente aplicado na utilização de moinhos de cereais e bombas d'água, por exemplo (Runcos, 2006).

Durante o funcionamento de uma turbina eólica, o vento movimenta as hélices do rotor, fazendo com que as forças aerodinâmicas passem a movimentar o rotor, de forma que o eixo da turbina alcance altas rotações (Da Silva, 2013).

A turbina eólica capta uma fração da energia cinética presente nos ventos que varrem a área do rotor, que é transformada em energia mecânica. No eixo do rotor, está acoplado um gerador elétrico, que tem como função transformar essa energia mecânica em energia elétrica, de forma que a potência elétrica, dada em watts, pode ser descrita pela equação (Runcos, 2006):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta$$

Em que :

ρ é a densidade do ar em kg/m³

A é a área coberta pelo rotor em m²

v é a velocidade do vento em m/s

C_p é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor

η é a eficiência do conjunto gerador/transmissão

Em função do grande aumento do mercado mundial no setor eólico, a tecnologia referente à geradores eólicos está em pelo desenvolvimento, de forma que os avanços estão voltados à produzir turbinas com dimensões cada vez maiores, que por sua vez resultam em turbinas com maiores capacidades. Os rotores dos geradores eólicos são produzidos com materiais compostos, com tecnologia e aerodinâmica similares à de materiais e estruturas aeronáuticas (COSERN, 2003).

Tais rotores, possuem velocidade angular de rotação dada pela relação:

$$\omega_r = \frac{\pi}{30} \left(6,9 + \frac{445}{R} \right), \text{ em rad/s}$$

De forma que a velocidade angular é inversamente proporcional ao raio do rotor, sendo que quanto maiores as dimensões, e por consequência a capacidade, da turbina, menor será sua rotação (Runcos, 2006). Esse processo de ajuste da rotação do rotor se dá de modo que a mesma seja otimizada, visando diminuir os ruídos e também os impactos ambientais relacionados às aves, uma vez que as pás da turbina que funcionam com uma rotação menor se tornam mais visíveis e evitáveis (Runcos, 2006).

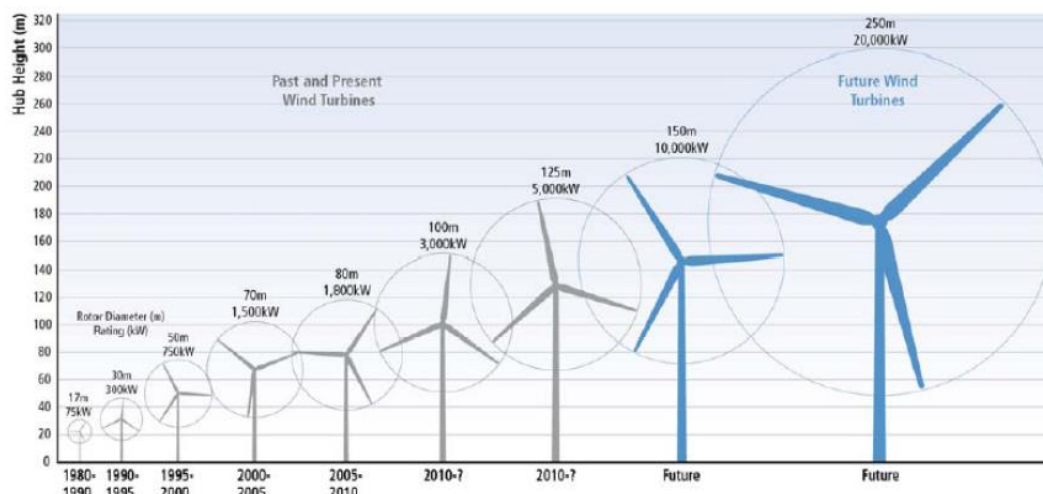


Figura 3 - Evolução de Aerogeradores de Acordo Coma Capacidade e Altura de Torre (Da Silva, 2013)

A figura 3 mostra a evolução dos aerogeradores de acordo com sua capacidade e altura da torre.

3.4.2. CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

Os aerogeradores podem ser classificados em relação à diversos fatores, tais como:

- Capacidade de Geração;
- Tipo de Terreno Instalado (Terra ou Mar);
- Características de Projeto de Rotor.

3.4.2.1. QUANTO À CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Turbinas eólicas são consideradas de pequeno porte quando possuem capacidade de geração de até 20 kW. São sistemas que são indicados para instalações residenciais e aplicações em regiões isoladas, como zonas rurais. Normalmente são utilizados em conjunto com um sistema de armazenamento para uso posterior, como baterias (PUC-RS, 2010).

Em relação a classificação de médio porte, são aerogeradores com capacidade de geração entre 20 kW e 250 kW. São comumente utilizados em sistemas de geração híbrida, em conjunto com outro tipo de fonte de energia, como a solar. Podem ser aplicadas para sistemas isolados ou ligados diretamente na rede. Um bom exemplo onde esse tipo de turbina é usado são sistemas de geração distribuída (Da Silva, 2013).

As turbinas eólicas de grande porte são aquelas que possuem capacidade de geração acima de 250 kW, mas a grande maioria dos fabricantes trabalham com turbinas na faixa entre 1,5 MW e 4 MW. Esse tipo de turbina é utilizado principalmente em grandes empreendimentos eólicos, como usinas eólicas, que são ligadas diretamente na rede elétrica para geração de energia elétrica. O custo desse tipo de turbina é consideravelmente maior que os outros tipos de turbinas, tanto na fase de fabricação quanto na fase de transporte e instalação (Da Silva, 2013).

3.4.2.2 QUANTO AO TIPO DE TERRENO INSTALADO

Os sistemas eólicos podem ser instalados tanto sobre terra (onshore) quanto no mar (offshore).

Sistemas onshore são os mais utilizados, pois é uma tecnologia mais desenvolvida e utilizada há mais tempo. São sistemas que propiciam facilidade no processo de instalação e manutenção. Entretanto, esse tipo de empreendimento tem mais impactos relacionados quando se trata de poluição visual e sonora, além do uso da terra e problemas sociais relacionados (Da Silva, 2013).

Sistemas offshore são sistemas instalados nos oceanos, e não possuem tecnologia totalmente desenvolvida, porém já existem usinas eólicas offshore em operação no mundo. Grandes vantagens desse tipo de sistema é que o mesmo trabalho com ventos mais fortes e constantes, e o impacto relacionado com poluição visual e sonora é reduzido quanto comparado com fazendo onshore (Da Silva, 2013). Porém, ainda existem grandes desafios para o pleno desenvolvimento desse tipo de tecnologia, a estrutura de fundação para as torres no mar é mais cara e desafiadora, os materiais utilizados têm que ser especiais para lidar com a corrosão e erosão proveniente da salinidade do mar, além das condições de instalação, operação e manutenção serem bem mais complexas. Outro desafio para esse tipo de tecnologia é a transmissão para o sistema de consumo final (Câmara dos Deputados, 2012).

3.4.2.3 QUANTO À CARACTERÍSTICA DE PROJETO DE ROTOR

Em relação às características de projeto de rotor, as turbinas possuem dois tipos de classificação: turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical (Ackerman, 2000).

As turbinas de eixo horizontal são as mais apropriadas e consequentemente mais utilizadas em sistemas de geração de energia elétrica para aplicações comerciais. Esse tipo de turbina pode variar de acordo com a quantidade de pás que o rotor possui, sendo o tipo mais comum o de 3 pás. Isso se dá porque o rotor de duas pás, apesar de mais barato, produz velocidade de rotação mais alta, o que implica na perda de estabilidade para a turbina (Da Silva, 2013).

Além disso, esse tipo de turbina pode ser dividido entre upwind e downwind. Turbinas upwind são aquelas em que o vento incide diretamente no rotor, e turbinas downwind são aquelas que o vento incide primeiramente na torre e na nacele, para depois passar pelo rotor. Esse tipo de turbina é a mais utilizada, pois se adapta melhor à mudanças bruscas de direção do vento (Da Silva, 2013).



Figura 4 - Turbina de Eixo Vertical(Esquerda) e Horizontal(Direita) (Ackerman, 2000)

As turbinas de eixo vertical, como o nome já diz, tem rotação em torno de seu eixo vertical. Esse tipo de turbina possui eficiência reduzida, além da sua capacidade ser consideravelmente menor em comparação à turbinas de eixo horizontal (Ackerman, 2000). Além disso, turbinas de eixo vertical tem altura limitada e trabalham com ventos de velocidades menores. Uma vantagem desse tipo de turbina é que o gerador pode ser colocado na base da torre, facilitando a operação do sistema. Dessa forma, esse tipo de turbina é pouco rentável, sendo utilizado principalmente em locais remotos, sem acesso à rede elétrica (Da Silva, 2013).

3.4.3. FUNCIONAMENTO TURBINA EÓLICA

As turbinas eólicas de eixo horizontal possuem componentes básicos, os quais podemos citar:

- Rotor;
- Nacele;
- Torre e Fundação.

O rotor é composto basicamente pelas pás da turbina e do cubo onde elas são acopladas. As pás são estruturas aerodinâmicas que são produzidas a partir de materiais compósitos, resina epóxi ou poliéster reforçada com fibra de vidro, e representam cerca de 22% do custo total da turbina (ABDI, 2014). As pás possuem formas de aerofólio, de forma que estão sujeitas a forças e tensões relacionadas a aerodinâmicas para aerofólios (Da Silva, 2013).

Além das pás existe o cubo do rotor, que é responsável pela transmissão do movimento proveniente das pás como torque para o sistema interno da turbina, mais especificadamente a caixa multiplicadora (Ackerman, 2000).

A nacele, que pode ser considerada como o componente principal da turbina eólica, é a carcaça onde estão contidos uma série de elementos mecânicos e elétricos que são responsáveis pela conversão de energia elétrica a partir do torque do rotor (Ackerman, 2000). Entre esses elementos se destacam a caixa multiplicadora, o eixo, gerador, sistema yaw, sistema de freios e transformador (ABDI, 2014).

A caixa multiplicadora é localizada entre o rotor e o gerador, e é responsável pela conversão da rotação baixa proveniente do rotor para a velocidade de rotação mais alta que o gerador necessita para gerar energia (Da Silva, 2013). Esse elemento é o mais pesado da turbina pesado do aerogerador, e necessita de manutenção intensiva (ABDI, 2014).

O gerador é responsável pela conversão de energia mecânica de rotação para energia elétrica, e pode ser de diferentes tipos. O transformador é responsável pela elevação da tensão gerada para a tensão adequada à rede elétrica a qual a turbina está conectada. O sistema yaw é responsável pelo alinhamento da turbina com a direção do vento (ABDI, 2014). Esse sistema, com o auxílio de um anemômetro, identifica as mudanças na direção do vento e guia a nacele para que a mesma se posicione na direção apropriada (Spera, 1998).

Outro componente importante é o sistema de freios, que é necessário para que em momentos de ventos extremos, a turbina possa ser parada de forma que os equipamentos não sejam danificados (Da Silva, 2013).

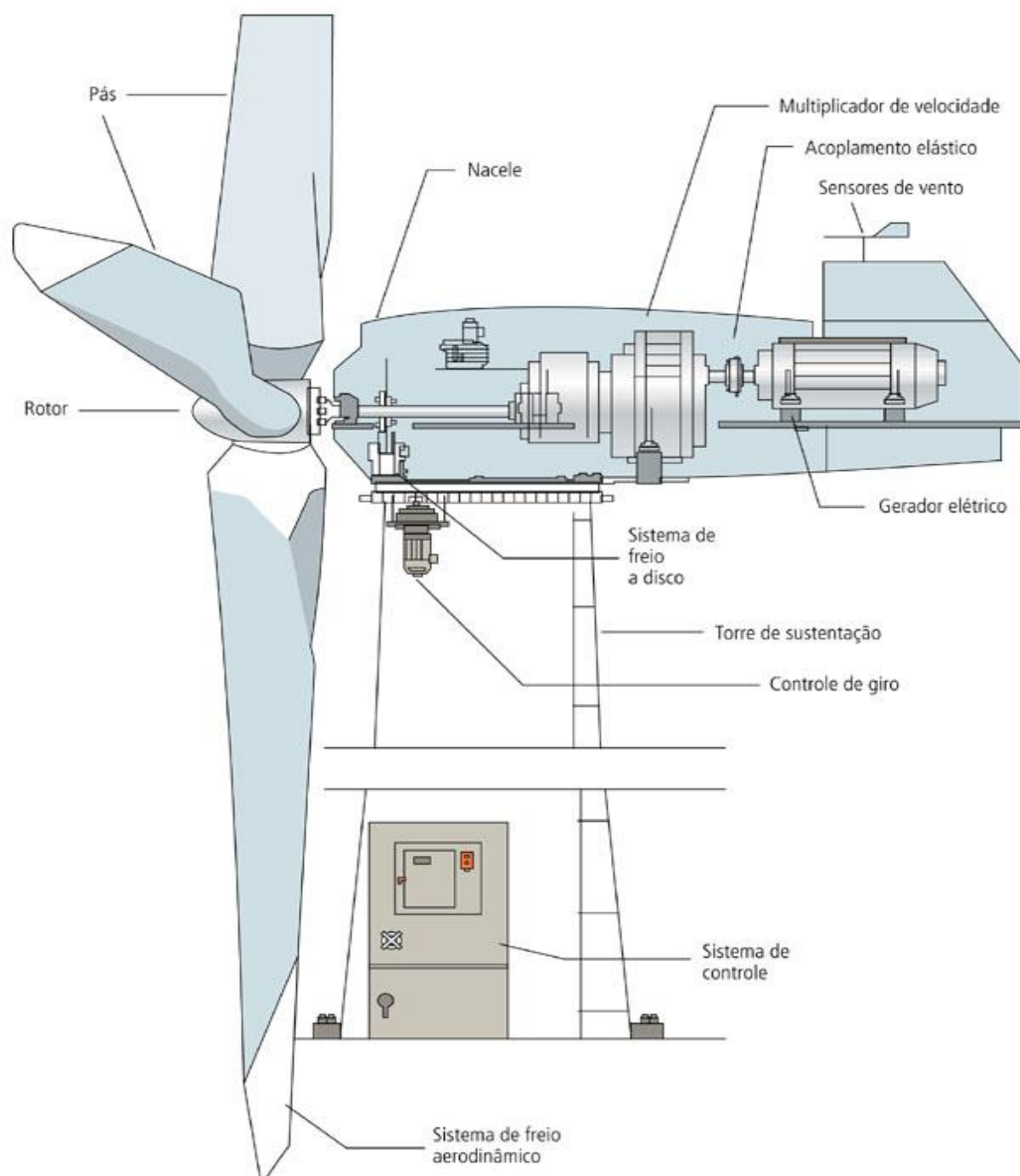


Figura 5 – Componentes de um Aerogerador Típico (Google Imagens)

As torres são estruturas responsáveis pela sustentação do conjunto rotor e nacele. E deve ser projetada para suportar grandes cargas devido à ação da gravidade e da força do vento (Ackerman, 2000). As turbinas mais atuais, comumente utilizam torres cônicas, feitas de aço ou concreto reforçado (ABDI, 2014). Normalmente na parte interna das torres possuem elevadores ou escadas, que permitem acesso à nacele (Ackerman, 2000). No Brasil, a maioria das torres utilizadas são cônicas de aço e as híbridas, que são compostas por concreto na parte mais baixa e aço até o topo (ABDI, 2014).

Para o funcionamento de um empreendimento eólico são necessários outras estruturas e equipamentos, como uma forte fundação para fixação das torres, uma subestação local, cabos para conectar as turbinas à essa subestação, prédios de comando, linhas de transmissão para transmissão da energia para a subestação coletora do Sistema Integrado Nacional (SIN) (ABDI, 2014).

Além desses itens, existem alguns outros equipamentos presentes em turbinas eólicas, mas que não serão tratados neste trabalho.

3.4.4. CURVA DE POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA

Uma das características mais relevantes de uma turbina, principalmente quando no processo de escolha da turbina mais adequada para o empreendimento eólico, é a curva de potência.

As curvas de potência representam a potência elétrica líquida que uma turbina gera em função da velocidade do vento, como mostra a figura 6. Esses dados são cedidos pelos fabricantes, e são medidos com base em previsões teóricas ou em medições em campo (Ackerman, 2000).

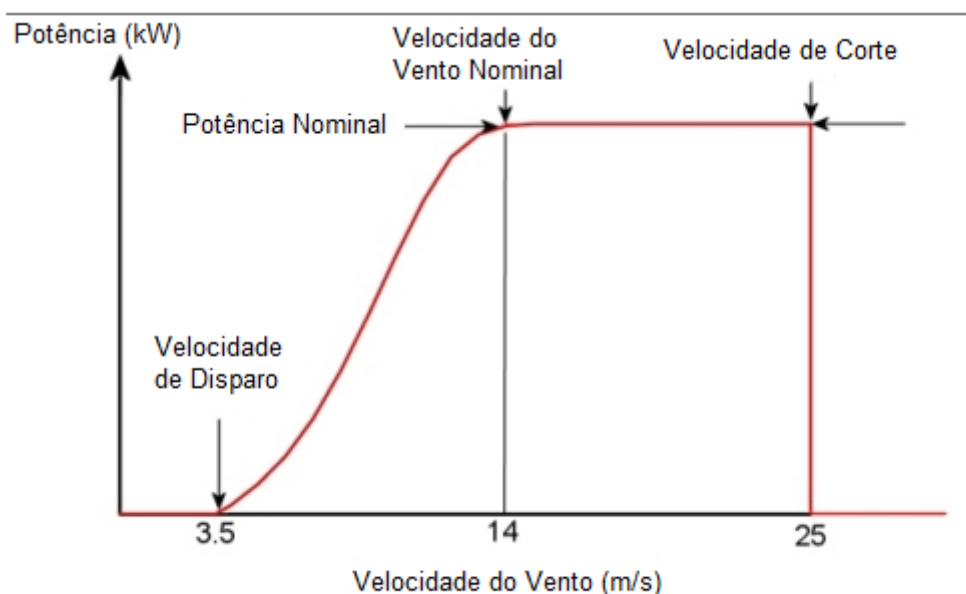


Figura 6 - Curva de Potência de uma Turbina Eólica (Da Silva, 2013)

Outra informação importante que a curva de potência dá são as velocidades de disparo, que representa a velocidade do vento com a qual a turbina começa a gerar energia, e de corte, que representa a velocidade com a qual a turbina para de gerar energia (Ackerman, 2000). Outra informação importante é a velocidade do vento nominal, que representa a velocidade do vento em que a turbina atinge sua potência nominal, a potência máxima gerada pela turbina. Quando a velocidade do vento é superior à velocidade de corte da turbina, os sistemas de controle tendem a parar a turbina para evitar danos ao equipamento (Spera, 1998).

3.5. IMPACTOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS

Apesar de ser considerada uma fonte de energia renovável, que pela própria definição representa uma fonte que produz muito menos danos ao meio ambiente que fontes convencionais, empreendimentos eólicos também são responsáveis por impactos no ambiente e na comunidade onde o mesmo é instalado.

O primeiro impacto ambiental a ser analisado em um empreendimento eólico é a morte de aves e morcegos devido à colisão com as turbinas. Esse impacto é particularmente mais problemático por gerar uma oposição emocional aos

empreendimentos eólicos, e esse argumento tem sido usado por opositores à energia eólica de tal forma que mesmo pessoas sem ligação com esse tipo de energia são cientes desse problema relacionado à turbinas eólicas (The Australian Wind Energy Association, 2002).

Quando comparada à outras fontes de energia, a energia eólica representa uma quantidade consideravelmente inferior de mortes de aves e morcegos. Alguns exemplos ajudam a evidenciar essa discrepância no número de mortes. No estado da Flórida, Estados Unidos, três mil aves morreram em uma única noite. No Alasca, um vazamento de óleo da Exxon foi responsável pela morte de 500.000 aves migratórias, o que representa 1000 vezes o total anual de mortes estimadas no estado da Califórnia devido à projetos eólicos (Appalachian State University, 2015).

Entretanto, as colisões com turbinas eólicas não é o único problema que afeta aves e morcegos em projetos eólicos. A perda de habitat, perturbação do mesmo e mudanças nos padrões de migração também são problemas relacionados. Entre as razões para esses problemas estão a implementação de máquinas na fase de construção, o que resulta no aumento de barulho a movimento, que, em conjunto com o aumento da presença humana no local, vai acarretar em mudanças no ambiente natural de aves e morcegos, gerando pressão nas espécies para mudanças (Appalachian State University, 2015).

Dessa forma, algumas medidas devem ser tomadas para a mitigação desses problemas. A escolha do local é fundamental, de tal forma que locais que possuem espécies raras ou em risco de extinção devem ser evitados. Além disso, locais que fazem parte da rota de migração de aves também devem ser evitados. O cronograma do projeto deve ser feito de tal forma que a fase de construção não coincida com a temporada de migração. O design do empreendimento deve ser feito de tal forma que o espaçamento entre as turbinas seja suficiente para que as espécies possam voar através da usina (Manwell. J.F., 2002). Outra medida simples a ser adotada é pintar as pás da turbina com cores diferentes, facilitando a identificação pelas espécies (The Greenest Post, 2014).

Além dos impactos ambientais, empreendimentos eólicos sofrem oposição devido à alguns outros fatores. Entre eles pode-se destacar o impacto visual que os complexos eólicos têm na paisagem do local, o impacto sonoro gerado pelo funcionamento das turbinas eólicas (Manwell. J.F., 2002). Outro fator importante é a interferência eletromagnética gerada pelas turbinas, que depende do tamanho e tipo

da turbina, do material do qual ela foi produzida, a velocidade do rotor entre outros fatores. Essa interferência pode afetar por exemplo sinais de rádio e TV da região próxima ao empreendimento (Filho, 2013).

Outro problema que deve ser analisado é o “shadow flicker”. Esse termo é usado na indústria da energia eólica para definir o efeito que a luz solar refletida nas turbinas eólicas tem nas residências próximas ao complexo, causando um efeito estroboscópico. A melhor maneira de evitar esse problema é planejar o design da usina eólica de tal forma que as residências mais próximas ao empreendimento se localizem a uma distância suficientemente grande para evitar esse problema.

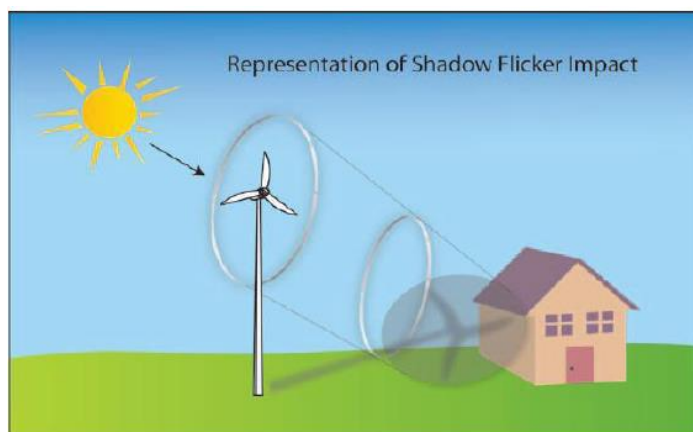


Figura 7 - Efeito Shadow Flicker (Google Imagens)

4. ESTUDO DE CASO – RIO GRANDE DO NORTE

4.1 DEFINIÇÕES DA USINA EÓLICA

4.1.1 LOCALIZAÇÃO

A região escolhida para o planejamento e instalação da usina eólica está localizada em Umbuzeiro, cidade situada no município de Pureza, Rio Grande do Norte. Nesta localidade, com o auxílio do *Google Earth*, foi possível detectar que existe uma grande área desocupada, com vegetação baixa e relevo plano, sendo a mesma adequada para instalação de empreendimentos eólicos. Além disso, outro fator que contribui para a boa aplicação da região é a sua relativa proximidade com estações meteorológicas e subestações para conexão com a rede, que serão analisadas de forma mais detalhada no decorrer do trabalho.

Primeiramente, foi selecionada uma área de 72 km² quadrados que se mostrou promissora para o empreendimento. Entretanto, é de suma importância analisar a proximidade das turbinas eólicas a serem instaladas com residências situadas na região. Não existe um consenso relacionado à distância mínima que deve existir entre os aerogeradores e residências, variando bastante entre países ou até mesmo entre diferentes regiões em um mesmo país. As recomendações para referida distância podem depender da altura da turbina ou serem estabelecidas, tanto em pequenos valores como 350 m quanto para grandes alcances como 2 km (Filho, 2013).

Com o intuito de mitigar ao máximo qualquer efeito na população residente nas proximidades do empreendimento, foi estabelecido que qualquer habitação deve estar no mínimo 2 km distante das turbinas instaladas. Como mostrado na figura 8, algumas casas estão situadas com certa proximidade à área previamente selecionada.

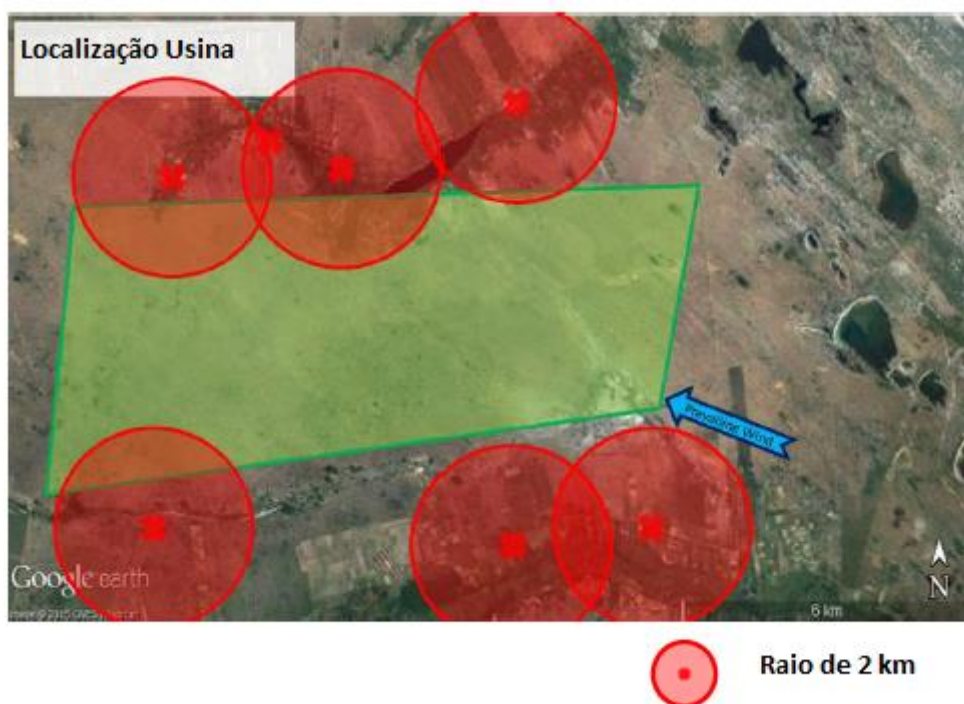


Figura 8 – Localização da Usina Eólica (Google Earth)

Dessa forma, a localidade foi reavaliada, e um terreno final, de 15 km², foi definido para a instalação do projeto, como mostra a figura 9.

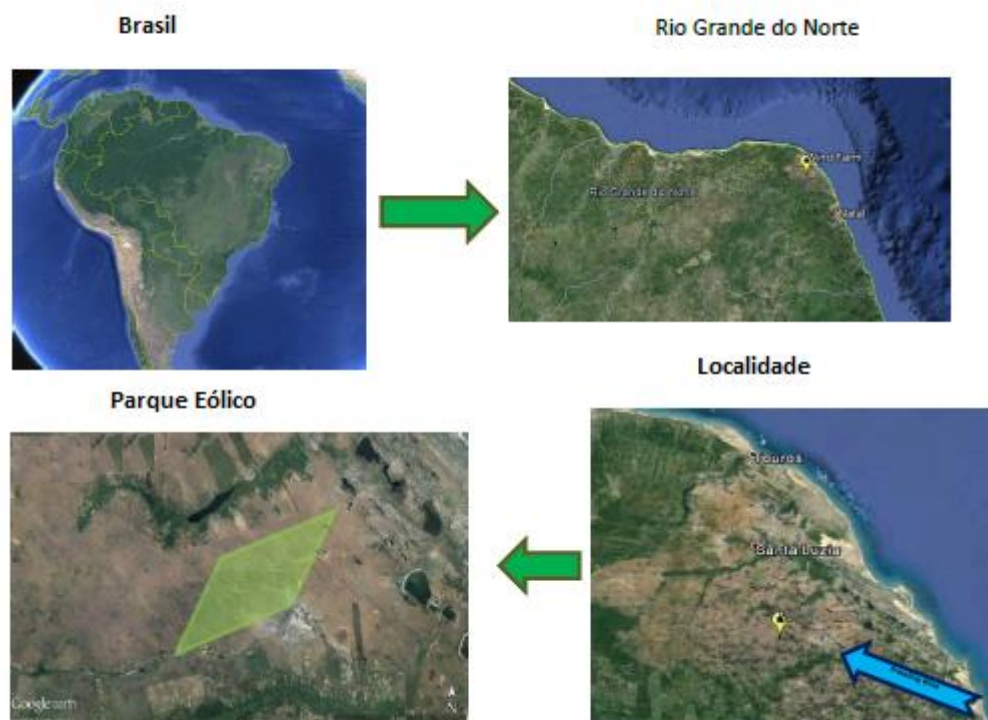


Figura 9 – Localização Final Parque Eólico (Google Earth)

4.2. DIMENSIONAMENTO DO COMPLEXO EÓLICO

4.2.1. COLETA DE DADOS DO VENTO

Os dados referentes às características do vento foram obtidos através do INMET, a partir da Estação Meteorológica Automática de Calcanhar, com medições feitas de hora em hora à uma altura de 10 metros, localizada a 31,7 km do parque eólico proposto em Umbuzeiro, durante o período de primeiro de Janeiro de 2010 à 31 de março de 2015.

4.2.2. ANÁLISE DOS DADOS

4.2.2.1. CONVERSÃO PARA ALTURA DO EIXO

O dimensionamento de um complexo eólico deve ser feito com muita atenção, pois o nível de precisão da fase de elaboração do projeto é fundamental para que o retorno do investimento feito esteja dentro do previsto. O superdimensionamento de um projeto eólico acarreta em resultados aquém daqueles esperados pelos investidores, e da mesma forma, projeto subdimensionados são problemáticos, pois a aplicação do capital poderia trazer resultados bem mais promissores do que os obtidos.

Dessa forma, é importante que a aplicação dos dados referentes à velocidade do vento obtidos junto à estação meteorológica seja realizada de maneira correta. Tais dados não podem ser utilizados diretamente para a análise técnica e planejamento de um complexo eólico, pois essa prática resultaria em uma série de erros.

Primeiramente, a altura em que a velocidade do vento é observada na estação meteorológica é diferente da altura da turbina eólica. Da mesma forma, o relevo onde a estação está situada é diferente daquele encontrado no parque eólico. Como a velocidade do vento varia de acordo com as alturas relacionadas aos terrenos, e também ao fator de rugosidade dos mesmos, os dados do vento devem ser convertidos para localidades com condições diferentes às da medição (Ackerman, 2000).

Esse processo se dá de acordo com as seguintes etapas:

- Conversão da velocidade do vento para altura de fluxo livre da estação;
- Conversão da velocidade à altura de fluxo livre para a altura da turbina, na usina eólica.

Para a conversão dos dados, algumas suposições devem ser feitas, com base nas imagens disponíveis no *Google Earth* e informações contidas no quadro 2, assumiu-se que:

1. O terreno onde a estação meteorológica está localizada consiste de campos abertos e areia, com altura de fluxo livre de 300m e o fator de rugosidade estimado de 0,0003.
2. O terreno onde o parque eólico está situado também consiste de campo aberto, com arbustos de altura entre 0,25-0,1m. Dessa forma, a altura de fluxo livre é 300 m e o fator de rugosidade é 0,1.

Classificação do Terreno	Rugosidade da Superfície (m)
Cidades com Edifícios em 10-50m	1-10
Vilarejos, subúrbios com Edifícios Baixos e Árvores	0,4-2
Florestas	0,7-6
Fazendas com Várias Árvores e Edifícios	0,1 -0,35
Fazendas com Poucas Árvores e Edifícios	0,02-0,1
Plantações com no máximo 1,2 m de Altura	0,04-0,2
Grama e Arbustos 0,25 – 1 m	0,04 – 0,1
Grama 0,02- 0,1 m	0,003 -0,01
Solo	0,001 -0,01
Areia e Deserto (sem dunas)	0,0003-0,02
Neve	0,00001 -0,001
Água	0,00001- 0,001
Gelo	0,0001

Quadro 2 – Fator de Rugosidade para Diferentes Tipos de Terreno (Ackerman, 2000)

Para que a velocidade do vento medida na estação seja transformada para a altura de fluxo livre, utiliza-se a lei logarítmica, dada pela seguinte equação:

$$u(zf) = u(ref) \cdot \frac{\ln(z_f/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)}$$

Onde;

$u(zf)$ é a velocidade do vento na altura de fluxo livre (m/s)

$u(ref)$ é a velocidade do vento medida na estação meteorológica (m/s)

zf é a altura de fluxo livre (m)

z_{ref} é a altura da estação meteorológica (m)

z_0 é a o fator de rugosidade da superfície da estação meteorológica (m)

De forma similar, a mesma lei logarítmica é utilizada para converter a velocidade na altura de fluxo livre para a altura da turbina:

$$u(z) = u(z_f) \cdot \frac{\ln(z/z_1)}{\ln(z_f/z_1)}$$

De forma que:

$u(z)$ é a velocidade do vento na altura do eixo (m/s)

$u(zf)$ é a velocidade do vento na altura de fluxo livre (m/s)

zf é a altura de fluxo livre (m)

z é a altura do eixo da turbina (m)

z_1 é a o fator de rugosidade da superfície do parque eólico (m)

Logo, os seguintes resultados foram obtidos:

Localidade	Altura (m)	Fator de Rugosidade	Velocidade Média (m/s)
Estação Calcanhar	10	0,0003	6,90

Fluxo Livre	300	-	9,15
Parque Eólico	85	0,1	7,80

Quadro 3 – Resultados da Velocidade Média

A quadro 3 evidencia a importância do tratamento adequado das informações obtidas, de forma que a velocidade média do vento que efetivamente vai ocorrer na turbina eólica é maior do que a mesma medida pelo INMET, o que se dá pelo fato da altura do aerogerador ser bem maior que a medida na estação, mesmo com a medição sendo feita perto do mar, com velocidade mais constante e terreno menos rugoso.

4.2.2.2. DIREÇÃO DO VENTO

Além da velocidade do vento, outra informação de grande relevância, principalmente no que tange ao design do empreendimento e à orientação dos aerogeradores, é a direção predominante do vento. Quanto mais constante essa direção for, melhor para o funcionamento das turbinas, pois a mudança de orientação das mesmas será feita de forma esporádica, ampliando a eficiência desses dispositivos.

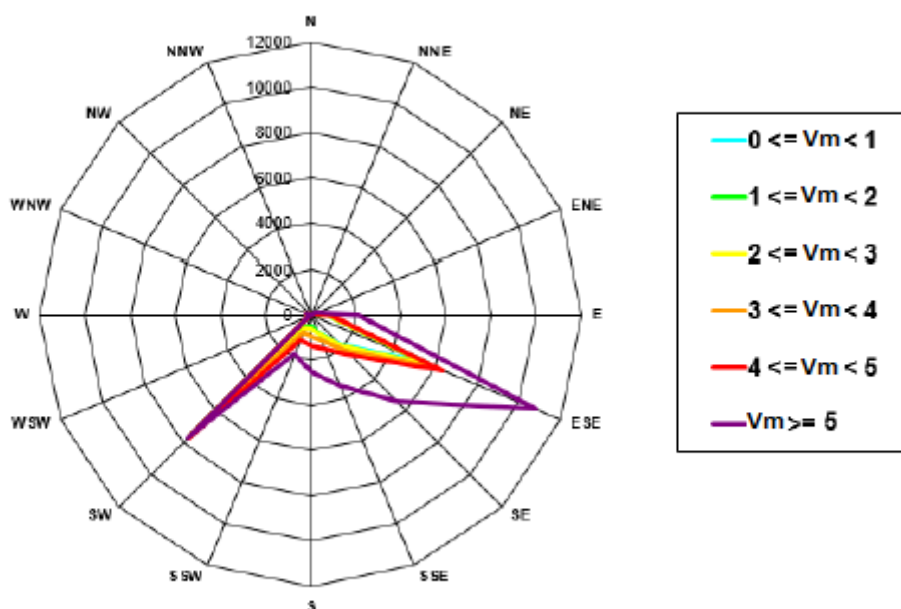


Figura 10 – Rosa dos Ventos para o Parque Eólico

A figura 10 representa a rosa dos ventos para a região onde o complexo se situa. Com pode-se observar, para tal localidade, o vento sopra predominantemente e com maior intensidade a partir da direção Leste-Sudeste. O gráfico 8 evidencia que além da orientação citada anteriormente, o vento sopra em cerca de 22% do ano vindo no sentido Sudoeste.

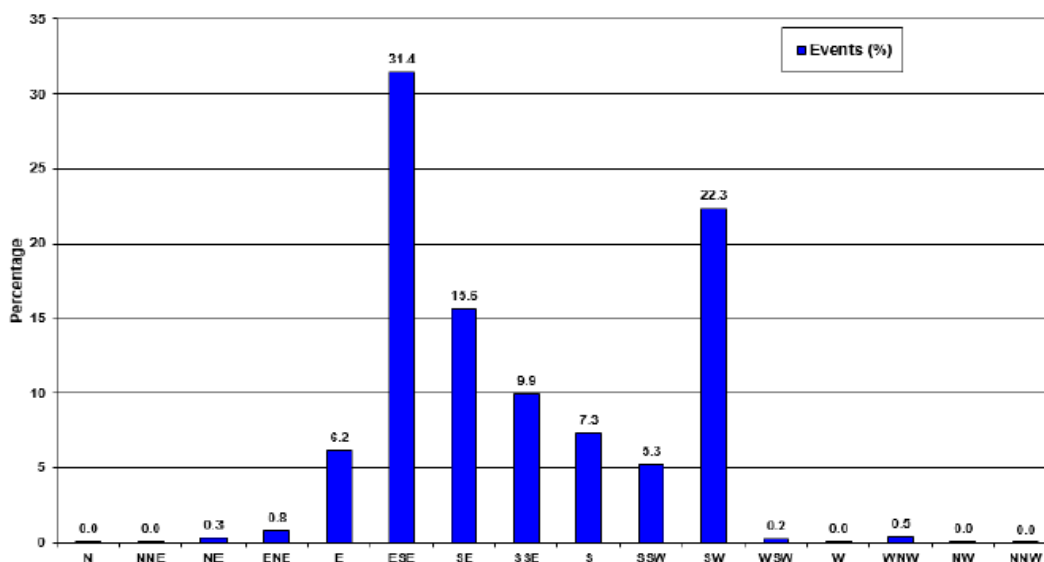


Gráfico 8 – Orientação do Vento na Região do Parque Eólico

Logo, de acordo com o explicado anteriormente, turbinas eólicas instaladas no parque proposto teriam poucos problemas quanto a mudança de orientação, pois a direção do vento é relativamente constante, variando entre apenas dois sentidos principais.

4.2.2.3 A DISTRIBUIÇÃO WEIBULL

Como visto anteriormente, a velocidade do vento é o fator mais importante no planejamento energético de uma usina eólica. Tal grandeza referente ao local escolhido para a implantação do empreendimento já foi encontrada, porém apenas esse valor não é suficiente. Isso se dá porque durante o ano a velocidade pode sofrer grande variação de acordo com as estações climáticas, de tal forma que localidades com a mesma velocidade média de vento podem ter potenciais eólicos diferentes (Orenda Energy Solutions, 2015).

Dessa forma, é necessário que dados do vento sejam referentes a longos períodos de tempo, de pelo menos um ano.

A maneira mais aceita para se trabalhar com os dados de velocidade do vento é chamada Distribuição Weibull. Essa ferramenta estatística é empregada para achar a representação gráfica da probabilidade que cada velocidade do vento ocorre, e fazendo isso, auxilia o trabalho de quem está planejando e selecionando a turbina mais adequada para o projeto, pois se torna possível prever como será a performance do dispositivo naquele local.

Para determinar a distribuição Weibull, dois parâmetros são necessários: o fator de forma (k), que representa a forma gráfica da distribuição, e o fator de escala (c), que representa distribuição estatística da curva. Esses dois fatores podem ser encontrados de acordo com as fórmulas:

$$k = \left(\frac{\sigma}{U}\right)^{-1,086}$$

$$c = U \cdot \left(0,568 + \left(\frac{0,433}{k}\right)\right)^{1/k}$$

Onde,

U é a velocidade média

σ é o desvio padrão

Dessa forma, os fatores de forma e escala são obtidos para os dois locais de estudo, como mostra a tabela 1.

Tabela 1 - Fator de Forma e Escala para a Estação e Parque Eólico

Localidade	Altura (m)	Fator de Rugosidade	Velocidade Média (m/s)	Desvio Padrão	Fator de Forma k	Fator de Escala c (m/s)
Estação Calcanhar	10	0,0003	6,90	2,228	3,412	7,677
Parque Eólico	85	0,1	7,80	2,491	3,453	8,674

Dentro do estudo da Distribuição Weibull, existem duas funções importantes a serem analisadas. A primeira é a função densidade de probabilidade (PDF, *Probability*

Density Function) que representa o que foi explicado anteriormente, a probabilidade que cada velocidade do vento ocorre, dada pela fórmula:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right]$$

Com o auxílio da ferramenta *Excel*, é possível achar a curva PDF, como mostra o gráfico 9.

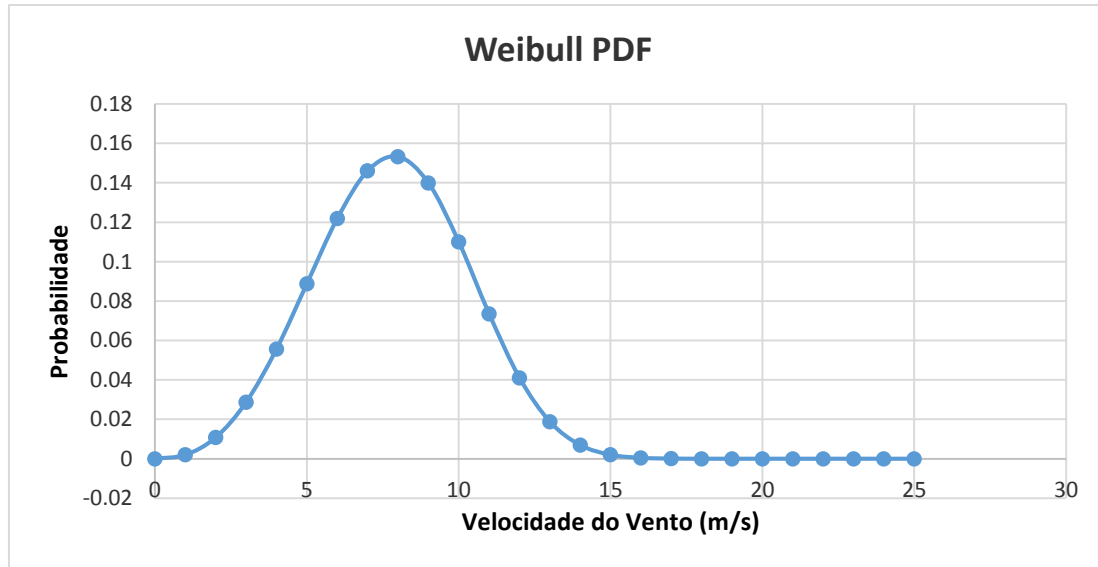


Gráfico 9 – Distribuição Weibull PDF

Além da curva PDF mostrada a cima, outra função tem grande funcionalidade para o responsável pelo projeto da usina eólica, a Função Distribuição Acumulada (CDF, *Cumulative Distribution Function*) representa a probabilidade que determinada velocidade do vento U seja igual ou menor que um valor estipulado, como representa a equação:

$$F(U) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right]$$

Novamente com o auxílio da ferramenta *Excel*, obtém-se a curva CDF, como mostra o gráfico 10.

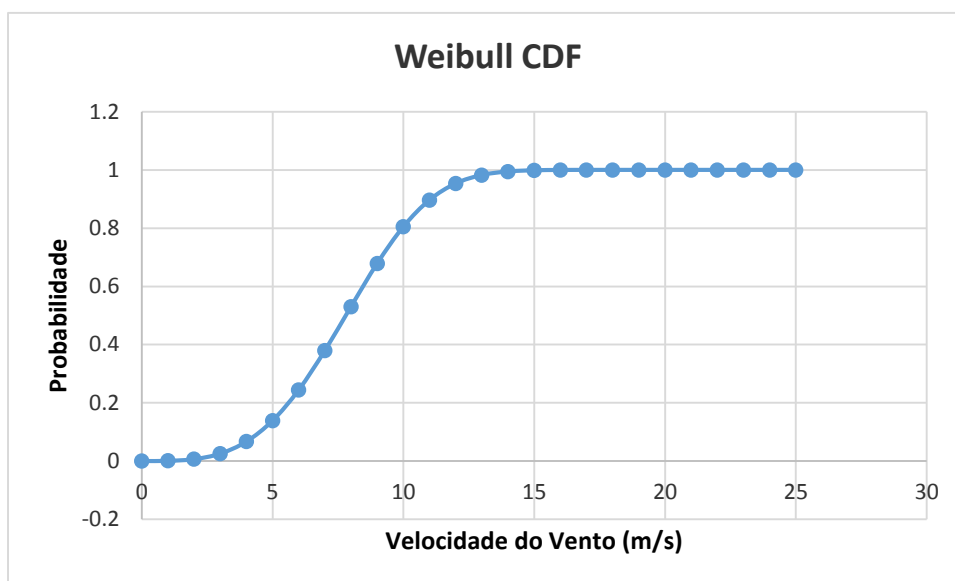


Gráfico 10 – Distribuição Weibull CDF

A importância dessa função se dá pelo fato de que, através dela, é possível calcular a quantidade de horas que, durante o ano, cada velocidade do vento vai ocorrer, como mostra a tabela 2. Em posse desses dados, a escolha da turbina mais apropriada para as condições do local pode ser feita, e com ela a estimativa de toda a energia gerada no período de um ano.

Para se calcular o número de horas anual que cada velocidade do vento irá soprar é necessário primeiramente fazer o cálculo da distribuição bi paramétrica da curva CDF, e em seguida multiplicar esse valor pelo número de horas correspondentes a um ano.

$$\text{Número de horas por ano} = \text{bi paramétrica CDF} * 24 \frac{h}{dia} * 365 \frac{dia}{ano}$$

Tabela 2 - Horas/ano para cada Velocidade do Vento

Bi Paramétrica CDF	Velocidade do vento (m/s)	Número de Horas/ano
0	0	0
0.00057561	1	5.04234114
0.00571026	2	50.0218767
0.01896346	3	166.119882
0.04147823	4	363.349278
0.07190047	5	629.848099
0.10564376	6	925.439324
0.13503541	7	1182.91017
0.15129393	8	1325.33484
0.14825679	9	1298.72946

0.12605449	10	1104.23737
0.09190494	11	805.087309
0.05663484	12	496.121188
0.02901699	13	254.188857
0.01214004	14	106.346747
0.00406815	15	35.6369539
0.00106981	16	9.37149674
0.00021609	17	1.89294626
3.2785E-05	18	0.28719443
3.6503E-06	19	0.03197626
2.9115E-07	20	0.00255051
1.6227E-08	21	0.00014215
6.1585E-10	22	5.3948E-06
1.5498E-11	23	1.3576E-07
2.5158E-13	24	2.2038E-09
2.5535E-15	25	2.2369E-11

No gráfico 11, têm-se a comparação entre o histograma das frequências de velocidade do vento feito utilizando-se os dados “crus” recebidos da estação meteorológica e a distribuição Weibull. Como pode ser observado, existe uma leve discrepância entre os resultados apresentados. Tal diferença ressalta a importância de se utilizar as funções de Weibull para avaliação do potencial eólico de uma região, pois as mesmas têm maior precisão na descrição das características do vento, de forma que consideram o desvio padrão dos dados coletados, inserindo as incertezas que podem nas velocidades do vento previstas a partir das informações recebidas (Petry, 2007).

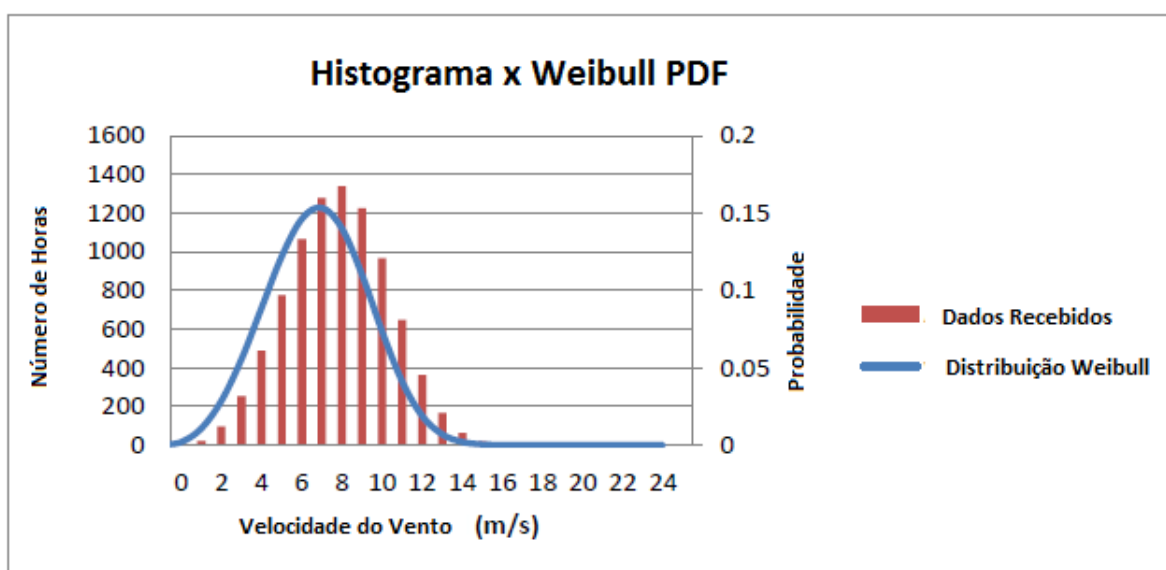


Gráfico 11 – Comparação de Dados Histograma x Weibull

4.2.3. SELEÇÃO DA TURBINA

Para a seleção do tipo de turbina a ser instalado no complexo eólico, o primeiro fator a ser considerado é a localização das fábricas do fornecedor. Devido aos custos relacionados com o transporte, foram descartadas quaisquer indústrias sem um complexo fabril localizado no Brasil. Dentre as empresas que se enquadram na exigência citada acima, a Wobben Windpower classifica-se como uma das mais aptas a atender os requisitos do projeto.

Subsidiária da Enercon GmbH, companhia alemã líder no mercado eólico mundial, a Wobben Windpower foi a primeira fabricante de aerogeradores de grande porte na América do Sul, se instalando no Brasil em 1995. Detentora de 4 usinas eólicas autorizadas pela ANEEL, a Wobben foi a primeira produtora independente de energia elétrica oriunda de fonte eólica no país. As suas instalações incluem uma fábrica de produção de geradores e pás em Sorocaba-SP, uma de produção de pás em Pecém-CE, e uma de fabricação de torres em Juazeiro-BA (Wobben Windpower, 2014).



Figura 11 – Pátio de Produção Wobben (Wobben Windpower, 2014)

Dessa forma, foram escolhidos três modelos de turbina da Wobben para comparação, o E-40 800 kW, E-70 2300 kW e o E-82 2300 kW. O gráfico 12 representa as curvas de potência das três turbinas selecionadas.

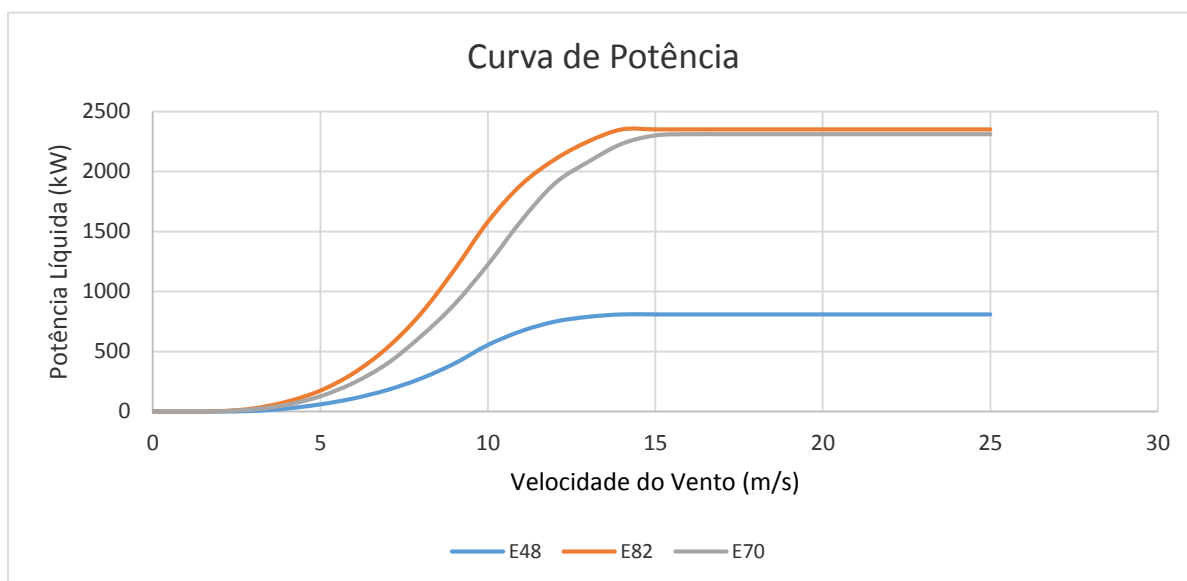


Gráfico 12 – Curvas de Potência dos Três Modelos de Turbina Pré-Selecionados

Como pode ser observado pelas curvas de potência, o modelo E-82 possui, à primeira vista, maior probabilidade de ser o mais adequado para o projeto, pois atinge sua potência nominal com uma velocidade de vento menor. Porém, para uma análise mais eficaz, a característica que é determinante para a seleção da turbina é o fator de capacidade. O fator de capacidade representa a energia gerada pelo dispositivo durante o ano, dividida pela energia que seria gerada se o mesmo trabalhasse sempre com a sua potência nominal.

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada Durante o Ano}}{\text{Potência Nominal da Turbina} * N^{\circ} \text{ de Horas no Ano}}$$

Como mostrado na tabela 3, que explicita o resumo das características dos modelos estudados, a turbina com o maior fator de capacidade, por uma diferença de 0,85%, é a E-40. Entretanto, devido a sua baixa potência nominal, seriam necessárias várias unidades para atingir uma potência instalada considerável para o projeto, o que aumentaria o custo do empreendimento e geraria problema com restrições de espaço. Portanto, o modelo E-82 foi escolhido por ter a melhor performance na geração de energia a partir das características do parque eólico.

Tabela 3 - Fator de Capacidade das Turbinas

Modelo da Turbina	Classe	Potência (kW)	Fator de Capacidade (%)
E-48	IEC/NVN IIA	800	44,19
E-70	IEC/NVN I/IIA	2300	35,75
E-82	IEC/NVN IIA	2300	43,34

Turbina E-82

A figura 12 representa as especificações técnicas do modelo Enercon E-82 E2 2300 kW.

Technical specifications E-82 E2			
Rated power:	2,300 kW	Drive train with generator	
Rotor diameter:	82 m	Hub:	Rigid
Hub height:	78 m / 85 m / 98 m / 108 m / 138 m	Main bearing:	Double-row tapered / cylindrical roller bearings
Wind zone (DIBt):	WZ III	Generator:	ENERCON direct-drive annular generator
Wind class (IEC):	IEC/NVN IIA	Grid feed:	ENERCON Inverter
WEC concept:	Gearless, variable speed Single blade adjustment	Brake systems:	– 3 independent pitch control systems with emergency power supply – Rotor brake – Rotor lock
Rotor		Yaw system:	Active via yaw gear, load-dependent damping
Type:	Upwind rotor with active pitch control	Cut-out wind speed:	28–34 m/s (with ENERCON storm control*)
Rotational direction:	Clockwise	Remote monitoring:	ENERCON SCADA
No. of blades:	3	* For more information on the ENERCON storm control feature, please see the last page.	
Swept area:	5,281 m ²		
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection		
Rotational speed:	Variable, 6–18 rpm		
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply		

Figura 12 – Especificações Modelo E-82 2300 kW (Wobben Windpower, 2014)

O aerogerador escolhido é um dispositivo com altura de hub de 85 m, ao qual estão acopladas três pás, feitas de resina epóxi, que cobrem uma área total de 5.281 m². O sistema possui uma tecnologia de gerador em anel, síncrono e multipolar, que está conectado diretamente com o rotor. Para turbinas eólicas, é mais comum o uso de geradores assíncronos, pois os mesmos têm maior flexibilidade de trabalhar com variações de velocidade (Runcos, 2000). No caso da turbina Enercon, a tecnologia do gerador em anel possui um diferencial, pois trabalha sem um sistema de engrenagens. Dessa forma, o fluxo energético ocorre praticamente sem fricção, resultando em um desgaste menor dos componentes (Wobben Windpower, 2014).

Além da interessante tecnologia de gerador em anel, os equipamentos Enercon possuem uma grande vantagem em seus dispositivos, o sistema de alimentação da rede. Esse sistema consiste de um retificador e um conjunto de inversores modulares. O conjunto de inversores é responsável por definir as características essenciais do fornecimento na rede, fazendo com que a tensão, frequência e potência sejam transformadas de acordo com as especificações normativas da rede. Um outro diferencial é que esse sistema disponibiliza o controle de potência reativa e a contribuição opcional para manter a estabilidade de tensão (Wobben Windpower, 2015).

A tabela 4 representa a geração de energia anual da turbina E-82 E2 2300 kW, juntamente com o seu fator de capacidade.

Tabela 4 - Energia Gerada Estimada para Turbina Selecionada

ENERCON E82 2300kW			
Velocidade do Vento (m/s)	Potência Gerada (kW)	Número de Horas	Energia Gerada (kWh)
0	0	0	0
1	0	5.04234114	0
2	3	50.02187669	150.0656301
3	25	166.1198816	4152.99704
4	82	363.3492781	29794.6408
5	174	629.8480992	109593.5693
6	321	925.4393244	297066.0231
7	532	1182.91017	629308.2104
8	815	1325.334839	1080147.893
9	1180	1298.729458	1532500.761
10	1580	1104.237366	1744695.038
11	1890	805.0873088	1521615.014
12	2100	496.1211878	1041854.494
13	2250	254.188857	571924.9282
14	2350	106.3467468	249914.855
15	2350	35.6369539	83746.84166
16	2350	9.371496739	22023.01734
17	2350	1.892946255	4448.4237
18	2350	0.287194434	674.9069204
19	2350	0.031976264	75.144221
20	2350	0.002550513	5.993704379
21	2350	0.000142149	0.334049316
22	2350	5.39482E-06	0.012677836

23	2350	1.35761E-07	0.000319038
24	2350	2.20381E-09	5.17895E-06
25	2350	2.23688E-11	5.25666E-08
		TOTAL	8.923.693.164
	Fator de Capacidade (%)		43,34

Para o projeto foram selecionadas as torres de concreto produzidas pela Wobben em Parazinho, no Rio Grande do Norte. A proximidade da fábrica de torres com o complexo eólico traz grandes vantagens no que tange ao processo de transporte das mesmas.

Para a instalação da torre, é necessário o processo de construção da fundação, que também é feito pela Wobben. A fundação é construída de forma circular, de forma que perdas de apoio sobre o terreno são evitadas e o volume de aço e concreto na armadura são minimizados (ENERCON, 2015).



Figura 13 – Exemplo de Fundação Circular (Wobben Windpower, 2014)

4.2.4. EFEITO ESTEIRA E LAYOUT DA USINA

4.2.4.1. EFEITO ESTEIRA

A função de um aerogerador é a extração da energia contida no vento que incide sobre o mesmo. Após a passagem pelas pás do dispositivo, o vento se torna turbulento, com menor velocidade e consequentemente com menor quantidade de energia. À essa interferência que ocorre sobre o vento que passa por uma turbina, afetando diretamente a produção de energia das unidades que se encontram atrás, se dá o nome de Efeito Esteira. Dessa forma, quanto mais afastadas as turbinas foram umas das outras, menor seriam os problemas causados por esse efeito. Porém,

fatores como a ligação com a rede elétrica e uso do terreno devem ser levados em conta, de forma que é importante definir a configuração do parque eólico visando atender todas a essas condições (Saraiva, 2007).



Figura 14 – Exemplo de Efeito Esteira em Turbinas Off-Shore (Manwell. J.F., 2002)

Considerando que a direção predominante do vento no local escolhido é Sudeste, duas estratégias foram escolhidas para tentar otimizar a posição dos aerogeradores no parque.

1. Foi escolhido um layout em forma de losango, pois dessa forma um menor número de turbinas seria afetado por unidades dianteiras;
2. As fileiras de turbinas foram ajustadas de forma que as mesmas estejam compensadas, espaçando-as entre as fileiras.

Para o cálculo do espaçamento ideal entre as turbinas do complexo, foi utilizado o Modelo Empírico de Katic, que resulta no déficit que a velocidade do vento que chega a uma turbina, após ter passado por outra localizada à frente, vai ter. Esse modelo se baseia na seguinte fórmula:

$$1 - \frac{U_X}{U_0} = \frac{(1 - \sqrt{1 - CT})}{\left(1 + 2k \frac{X}{D}\right)^2}$$

Onde,

CT é o coeficiente de empuxo da turbina

k é a constante de decaimento esteira

D é o diâmetro da turbina

X é o espaço entre as fileiras

U_X é a velocidade do vento na distância X

U_0 é a velocidade inicial

A figura 15 representa o esquemático de como ocorre o efeito esteira.

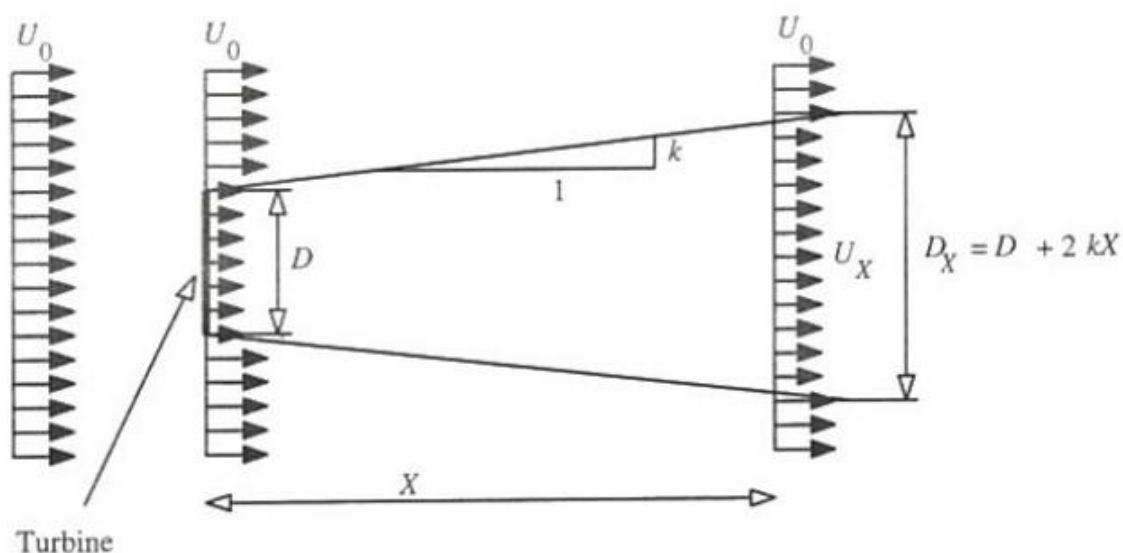


Figura 15 – Diagrama do Modelo Katic para Efeito Esteira (Appalachian State University, 2015)

A escolha da distância entre as fileiras do parque eólico foi feita baseada na curva representada no gráfico 13, onde se têm a variação da grandeza $\frac{U_X}{U_0}$ de acordo com o incremento no espaçamento entre fileiras X . À medida que $\frac{U_X}{U_0}$ se aproxima de 1, a velocidade do vento nas turbinas subsequentes sofre menor alteração. Observando o gráfico, percebe-se que quando a distância entre as turbinas é 700 m, um valor de mais de 90% de proximidade é atingido. Como após os 90% pouca diferença ocorre com o incremento de X , 700 m foi escolhido como o valor do espaço entre as fileiras.

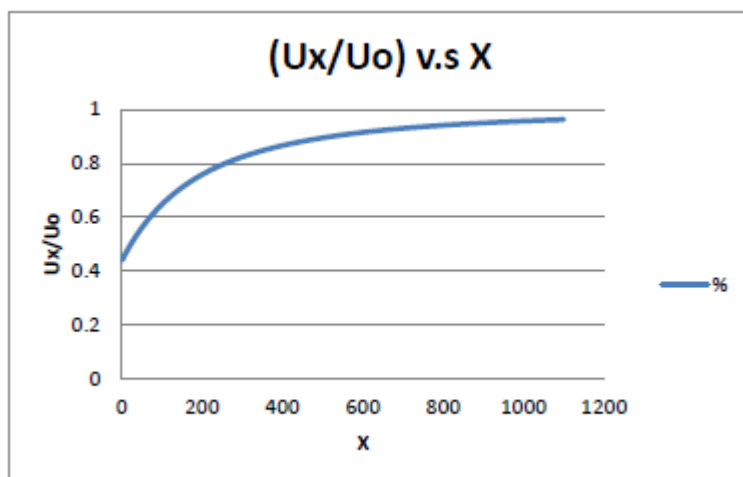


Gráfico 13 – Gráfico Distância Turbinas Efeito Esteira

Quanto à distância entre as turbinas de uma mesma fileira, não existe uma regra geral para escolha da mesma, mas é necessário que seja maior que o “diâmetro” da velocidade U_x que atinge a próxima fileira. Dessa forma, os parâmetros utilizados na análise do efeito esteira são mostrados na tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros para Cálculo Efeito Esteira

Parâmetro	Valor
U_0 (m/s)	8,674
k	0,11
D (m)	84 m
C_T	0,807
X (m)	700
D_x (m)	238
Espaço entre turbinas (m)	322

Análise Efeito Esteira

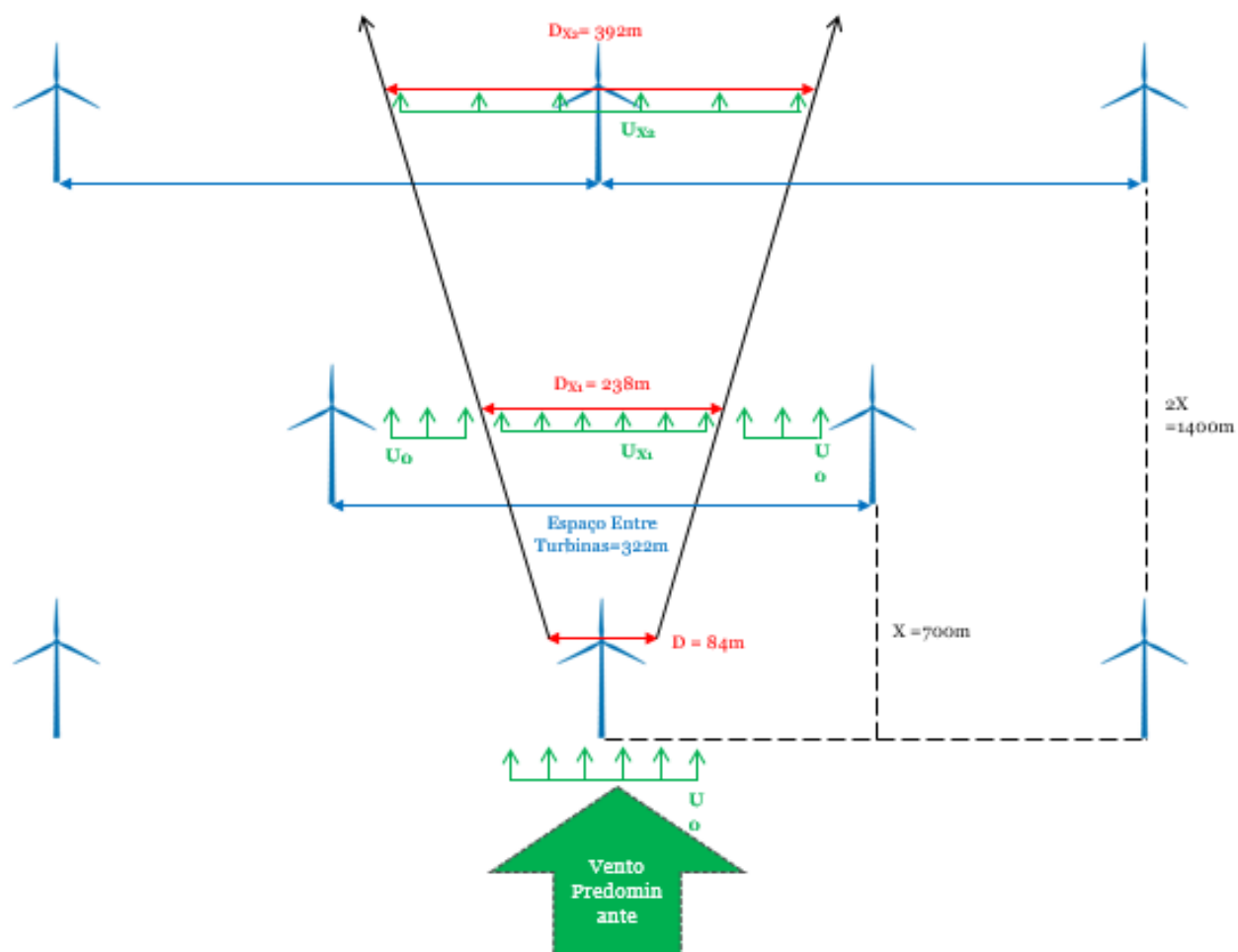


Figura 16 – Análise Efeito Esteira



Figura 17 – Resumo Parque Eólico

4.2.4.2. PERDAS POR EFEITO ESTEIRA

Como dito anteriormente, a turbulência proveniente da passagem de vento pelas turbinas ocasiona na perda de potencial energético das unidades seguintes. Portanto, para realização de um planejamento mais preciso, é necessário estimar essas perdas, para se ter uma real noção da capacidade de geração do parque.

Para tal, calcula-se primeiramente a velocidade com que o vento incide em cada aerogerador, sendo que, quando mais de um dispositivo gera turbulência em outro, o déficit na velocidade do vento é dado pela fórmula:

$$\left(1 - \frac{U_X}{U_0}\right)^2 = \left(1 - \frac{U_{X,1}}{U_0}\right)^2 + \left(1 - \frac{U_{X,2}}{U_0}\right)^2$$

Onde;

U_X é a velocidade do vento na distância X;

U_0 é a velocidade inicial do vento

A tabela 6 apresenta as velocidades do vento com as turbulências, juntamente com o número de turbinas que foram afetadas.

Tabela 6 - Resultado Efeito Esteira

Quantidade	Velocidade do Vento (m/s)
50	8,674
13	8,45
5	8,37
3	8,42
3	8,39
2	8,36
2	8,35

A partir das novas velocidades do vento, é possível realizar o mesmo procedimento feito na distribuição Weibull, achando a curva CDF, e em com base nela, estipular a nova potência gerada por cada turbina. Comparando esses novos valores com os dos dispositivos não afetados pelo efeito esteira, é possível estimar as perdas relacionadas ao mesmo, como é mostrado no gráfico 14.

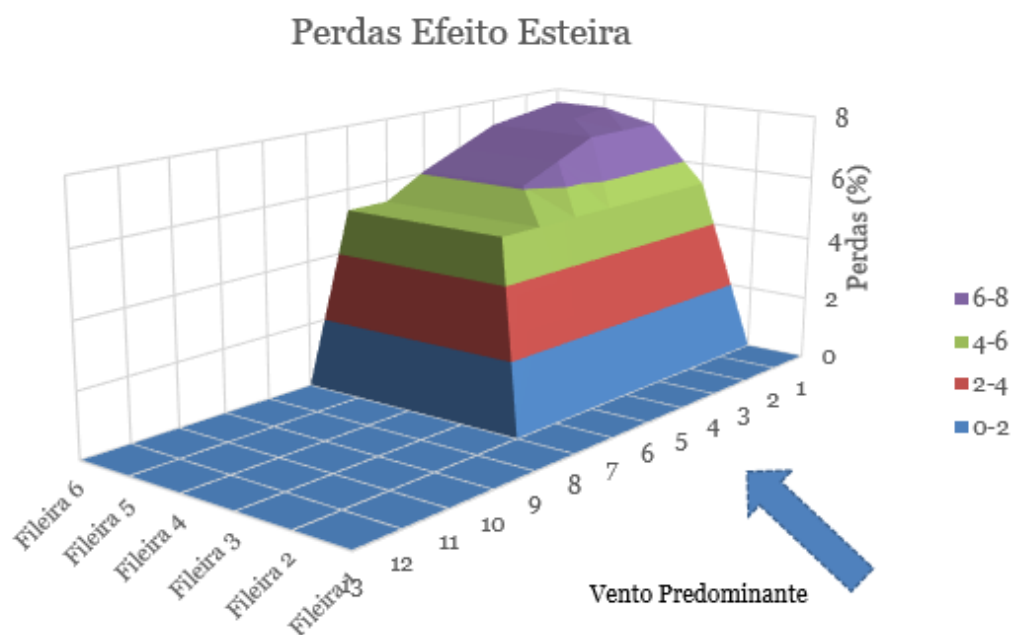


Gráfico 14 – Perdas Efeito Esteira

Como pode ser observado, as fileiras 1 e 2 não sofrem qualquer influência de turbulência, enquanto os maiores valores de perda estão localizados na fileira 6, como era de se esperar, uma vez que é a última posicionada no layout do parque eólico.

Com base nos resultados obtidos, calcula-se então características importantes do complexo, como:

- Eficiência do Parque, obtida dividindo a energia realmente gerada por aquela que seria gerada sem as perdas devido ao efeito esteira;
- Perdas do Parque, simplesmente subtraindo a eficiência de 100% e
- O Fator de Capacidade Final do Parque, que é a quantidade de energia gerada em comparação com a que seria gerada se todas as turbinas trabalhassem com sua potência nominal.

A tabela 7 apresenta os valores supracitados. Observa-se que, apesar dos fatores de capacidade de cada turbina afetada terem diminuído cerca de 3%, o fator de capacidade final do parque teve um decréscimo de apenas 1% em relação ao inicial calculado. Destaca-se então a importância do estudo referente ao espaçamento de turbinas e disposição da usina eólica, uma vez que a má configuração da mesma pode acarretar em desperdício da capacidade de geração de cada aerogerador.

Tabela 7 - Fator de Capacidade Final do Parque Eólico

Fator de Capacidade Total (%)	42,39
Eficiência do Parque (%)	97,78
Perdas do Parque (%)	2,22

Cabe ressaltar que o estudo feito neste trabalho considerou apenas as perdas pertinentes à direção predominante do vento. Para um planejamento mais preciso, é necessária a utilização de softwares e simulações mais complexas, que não estavam dentro do escopo deste, pela dificuldade de obtenção dos mesmos.

4.2.5. CONEXÃO COM A REDE

Para a conexão da usina eólica com a rede de distribuição, é necessária a construção de uma subestação(SE) local, responsável pela transmissão da energia até a SE conectada ao SIN.

Portanto, o dimensionamento do sistema de transmissão dentro do parque eólico deve ser feito, para que o mesmo processo seja realizado posteriormente da usina para a SE conectada à rede.

4.2.5.1 DENTRO DO PARQUE EÓLICO

Como dito anteriormente, as turbinas Enercon possuem o Sistema de Alimentação da Rede, que vai ser responsável por elevar a tensão do inversor, de 400 V, para a média tensão de 34,5 kV do sistema de transmissão interno da usina eólica.

O parque é composto por seis fileiras, com 13 turbinas cada. Para o dimensionamento do sistema, cada fileira vai ser conectada à SE local através de um circuito separado, de forma que cada alimentador primário de distribuição será conectado à 13 aerogeradores, como mostra a figura 18.

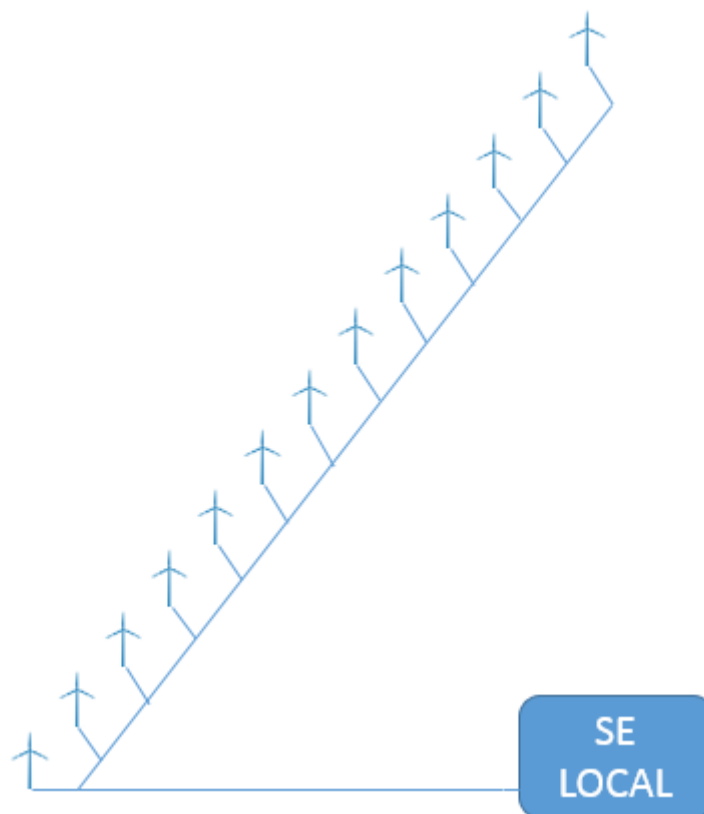


Figura 18 – Conexão das Turbinas Dentro do Parque Eólico

Com a definição dos circuitos de conexão das turbinas, é necessário agora fazer o dimensionamento dos condutores que serão utilizados para realizar a transmissão, e para isso, algumas premissas foram feitas:

- As linhas serão subterrâneas, com os condutores enterrados diretamente no solo;
- Configuração dos condutores: trifólio;
- Profundidade da vala: 0,9 m;
- Temperatura do solo: 30° C.

A partir das premissas adotadas, e com base na NBR14039, obtêm-se os fatores de correção que serão utilizados para o cálculo da corrente que vai passar pelo circuito (Nogueira, 2010).

- Fator de correção de temperatura (FT): 0,94
- Fator de Correção por Agrupamento (FA): 1
- Fator de Utilização (FU): 0,85

Considerando a potência de cada aerogerador como 2300 kW, e que a transmissão será feita por uma linha de média tensão de 34,5 kV, a corrente de cada turbina é dada por:

$$I_t = \frac{\text{Potência da Turbina}}{\text{Tensão}} = \frac{2300 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \text{ kV}}$$

$$I_t = 38,5 \text{ A}$$

Como cada circuito é composto por 13 turbinas, e assumindo os valores de fatores de correção citados acima, a corrente total do circuito é dada por:

$$I = \frac{13 \cdot I_t}{FA \cdot FU \cdot FT} = \frac{13 \cdot 38,5}{1 \cdot 0,85 \cdot 0,94}$$

$$I = 553,49 \text{ A}$$

Com base no valor de corrente calculado, e com o apoio do catálogo técnico cedido pela empresa PRYSMIAN GROUP, foi definido como condutor do sistema de transmissão interno do parque eólico, o cabo EPROTENAX COMPACT 105 WIND, com área de seção transversal de 500 mm².

Todo processo de transmissão de energia é acompanhado por perdas. No caso de condutores enterrados diretamente no solo, com as características acima, as

perdas são referentes ao efeito Joule e ao efeito Dielétrico, como representa a equação:

$$Perdas\ Totais = W_j + W_d$$

Onde;

W_j são as perdas por efeito Joule

W_d são as perdas por efeito dielétrico

Esses valores são encontrados a partir das seguintes equações:

$$W_j = 3 \cdot Rca \cdot I^2$$

$$W_d = \frac{3 \cdot V^2 \cdot tg \delta}{Xc}$$

Os parâmetros utilizados foram encontrados nas especificações técnicas do cabo em questão, e são representadas pela tabela 8.

Tabela 8 - Parâmetros para o Cálculo de Perdas

Parâmetro	Valor
$Rca \left(\frac{\Omega}{km} \right)$	0,055
$tg \delta$	0,04
$Xc (\Omega \cdot km)$	6.373

Logo,

$$W_j = 3 \cdot 0,055 \cdot 533,49^2 = 47 \frac{kW}{km}$$

$$W_d = \frac{3 \cdot \left(\frac{34500}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 0.04}{6.373} = 7.5 \frac{kW}{km}$$

$$Perda\ Total = 47 + 7.5 = 54,5 \text{ kW/km}$$

Assumindo que a SE local está situada a 500 m da primeira fileira, e considerando que cada fileira possui 3,86 km de comprimento, estima-se que o comprimento total de cabos a serem utilizados é 37 km. Dessa forma, aproximadamente 2 MW de potência são perdidos no processo de transmissão interna, o que corresponde a 1,1 % da capacidade total instalada.

4.2.5.2. PARQUE EÓLICO À SUBESTAÇÃO

A subestação selecionada para a ligação do complexo com o SIN, foi a SE Ceará-Mirim II, localizada no município de Ceará-Mirim. Localizada a aproximadamente 22 km do parque eólico, a SE em questão possui linhas de transmissão (LT) de 230 kV que a ligam a SE Extremoz II e João Câmara II, além de novas LT's de 530 kV que a ligam a SE João Câmara III e Campina Grande III, como mostra a figura 19. Dessa forma, a infraestrutura atenderia aos requisitos da usina eólica, uma vez que a energia gerada pela mesma estaria prontamente apta à ser inserida no SIN.

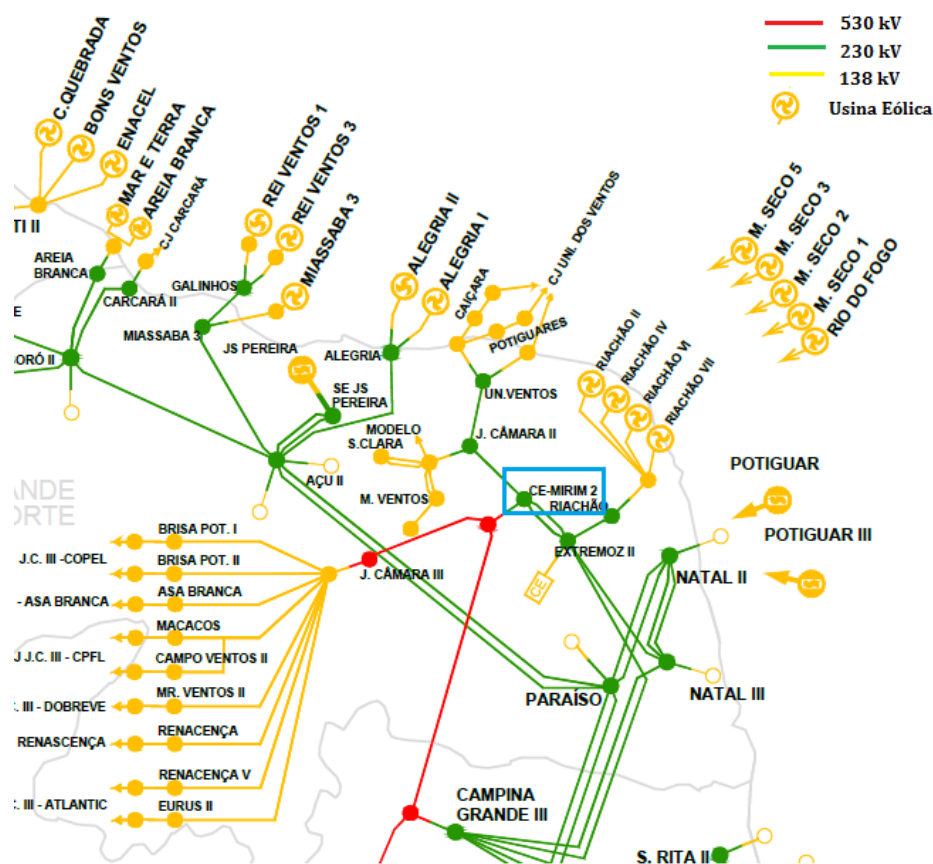


Figura 19 – Sistema de Transmissão Região Nordeste (ONS, 2015)

A partir da figura acima, é possível observar que todas as usinas eólicas situadas no Nordeste são conectadas ao Sistema Interligado Nacional através de LT de 138 kV. Baseando-se nesse fato, é possível calcular a corrente que irá percorrer os condutores da linha até à SE Ceará-Mirim II.

$$I = \frac{\text{Capacidade da Usina}}{\text{Tensão da LT}} = \frac{179,4 \text{ MW}}{\sqrt{3} * 138 \text{ kV}}$$

$$I = 750,5 \text{ A}$$

Considerando os fatores de correção:

$$I = \frac{750,5}{1 * 0,97 * 0,91} = 850 \text{ A}$$

Para transmissões ao ar livre, em áreas rurais, o tipo de cabo mais utilizado é o cabo de alumínio com alma de aço. A partir do material técnico da indústria ALUBAR CABOS, o condutor selecionado foi o Cuckoo, com área de seção transversal de 454,5 mm², capacidade de condução de corrente de 900 A e resistividade de 0,0720 Ω/km.

Seguindo procedimento similar ao do sistema interno do parque, efetua-se o cálculo das perdas por efeito Joule relativas à transmissão:

$$Wj = 3 \cdot R \cdot I^2$$

$$Wj = 3 \cdot 0,0720 \cdot 850^2$$

$$Wj = 156 \text{ kW/km}$$

Considerando a distância para a SE de 22 km, constata-se a perda de 3,4 MW, ou seja, 1,9 % de toda capacidade instalada do complexo.

A perda total referente ao próximo de transmissão e conexão com a rede foi de 3 %, valor dentro do esperado em empreendimentos eólicos, que costumam apresentar, para esse tipo de processo, perdas de até 5% sobre sua capacidade total.

5. ANÁLISE ECONÔMICA

5.1. ANÁLISE DE CUSTO INICIAL

Os dados relativos aos custos de materiais envolvidos na concepção de um parque eólico não são obtidos com facilidade, principalmente por fazerem parte no planejamento estratégico das empresas. Com isso, para o levantamento de custos do projeto proposto, foram utilizados valores cedidos por alguns fornecedores, juntamente com informações obtidas em outros estudos e leilões prévios de energia eólica no país.

O custo de uma usina pode ser dividido entre o custo dos equipamentos, da infraestrutura, da instalação, do transporte e das linhas de transmissão que a conectam à rede elétrica.

De forma geral, o maior custo inerente à um empreendimento eólico está relacionado com os equipamentos utilizados, em especial a turbina. Com base nos dados cedidos pela *Wobben Windpower*, o valor estimado do modelo E-82 2300 kW, é de aproximadamente R\$ 7.000.000,00, considerando o conjunto torre, pás, nacele e hub, incluído o transporte dos mesmos para o local de instalação.

A infraestrutura diz respeito à construção de rodovias necessárias para acesso e manutenção do parque, criação de centros de comando e da subestação local. De acordo com Braciani (2011), esse valor corresponde a cerca de 15% do custo total do projeto.

Para o valor das linhas de transmissão a serem construídas para conexão com a rede, utilizou-se como referência o valor calculado pela Gerência de Expansão de Sistemas da Eletrobrás na construção de linhas de transmissão de 138 kV na região Norte-Nordeste, estipulado em 174.245,23 R\$/km.

Para a instalação, utilizou-se como base o valor de 2% do custo dos equipamentos.

A tabela 9 representa o resumo dos custos iniciais do projeto proposto.

Tabela 9 - Custo Inicial do Projeto

Item/Processo	Valor (R\$)	Participação (%)
Turbinas	546.000.000,00	80
Linhas de Transmissão	3.833.395,06	0,56
Infraestrutura	121.746.605,00	17,8
Instalação	10.920.000,00	1,6

Total	682.500.000,00	100
--------------	-----------------------	------------

O valor final obtido através da análise de custo representa uma relação de aproximadamente 3,8 milhões de R\$/MW instalado. Atualmente, como o empreendimento VILA ACRE, um dos ganhadores do 08º LER em 2015 que possui relação de 4 milhões de R\$/MW, e o empreendimento de Riachão, da Queiroz Galvão Energia, situado próximo ao município de Ceará-Mirim, com custo de 4,06 milhões de R\$/MW instalado.

A tabela 10 apresenta os valores de alguns parques eólicos situados no estado, juntamente com sua relação de custo por MW instalado.

Tabela 10– Comparação Investimento do Parque Proposto com Parques Existentes na Região (CCEE, 2015)

Empreendimento	Investimento(R\$)	Potência Instalada(MW)	Relação de Custo (R\$/MW)
Parque Proposto	682.500.000,00	179,4	3.800.000,00
Rio do Fogo	209.000.000,00	49,3	4.239.350,90
Riachão	610.000.000,00	150	4.066.666,67
Vila Acre	302.400.000,00	75,6	4.000.000,00

É importante ressaltar que, para efeitos de tributação que serão explicados mais a frente, o empreendimento será dividido em sete parques eólicos de 25,6 MW cada.

5.2. ANÁLISE DE CUSTOS E RECEITAS ANUAIS

5.2.1. RECEITAS

5.2.1.1. VENDA DA ENERGIA GERADA

A maior parte da receita bruta anual é obtida através da venda de energia elétrica produzida neste período. Esse cálculo é feito multiplicando a potência instalada do parque pelo fator de capacidade do mesmo, gerando a energia assegurada, em MW. Descontando desse valor as perdas envolvidas, basta multiplicar pelo número de horas do período, e finalmente pelo preço de venda da energia estipulado no leilão.

Com base no boletim mensal de resultados consolidados fornecido pela CCEE, o valor de venda da energia elétrica gerada por fonte eólica está em torno de R\$ 210/MWh, dessa forma:

$$Receita Energia Anual = 179,4MW * 0,4239 * 0,97 * 8760 \frac{h}{ano} * 210 \frac{R\$}{MWh}$$

$$Receita Energia Anual = 135.700.357,08 R\$/ano$$

5.2.1.2. VENDA CRÉDITOS DE CARBONO

O complemento da receita bruta anual é dado pela venda de créditos de carbono provenientes da geração de energia por fonte renovável. A venda desses créditos se dá através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), criado a partir do Protocolo de Kyoto, onde países desenvolvidos podem comprar créditos de carbono de outras nações, com intuito de atingir suas metas para redução de CO2 (MMA, 2012).

A partir de dados de GSS(2013), foi utilizada uma taxa de conversão de 0,28tCO2/MWh. O valor do crédito estipulado por essa própria empresa foi de 12,5 euros. Com base nas flutuações de câmbio e gastos relacionados a esse processo, assumiu-se uma receita de R\$ 11,2/MWh produzido.

5.2.2. CUSTOS

5.2.2.1. O&M e SEGURO

Os custos de operação e manutenção foram estipulados como 2% do valor gasto em equipamentos no projeto, enquanto o seguro anual representa cerca de 0,2% do total investido no empreendimento (SIMIS, 2010).

5.2.2.2. ARRENDAMENTO

Em empreendimentos eólicos, dificilmente é efetuada a compra do terreno onde o mesmo se instalará, devido à grande movimentação de capital que seria necessária. A prática mais comum é o arrendamento do terreno, que representa cerca de 1,5% da renda bruta anual (Rosseto, 2014).

5.2.2.3. DEPRECIAÇÃO

De acordo com Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) da ANEEL, a depreciação de elementos de uma turbina eólica, como torre, nacele e pás, é estipulada em torno de 5% ao ano.

5.2.2.4. Encargos

TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), é definida pela resolução normativa ANEEL nº 559/2013, e deve ser paga por agentes que utilizam a rede básica de transmissão de energia (ANEEL, 2015). Empreendimentos eólicos se encaixam no grupo de energia incentivada, no qual centrais eólicas com até 30 MW de potência injetada têm direito de 50% de desconto nesta tarifa, o que justifica a divisão do empreendimento em vários parques de potência menor.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 1970/2015, foi estabelecido para projetos eólicos ganhadores do leilão nº 09/2015 o valor de TUST médio de R\$5/kW.

IMPOSTO DE RENDA, CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E PIS/COFINS

Outra razão para a divisão do complexo eólico, é que dessa forma cada um passa a ter um CNPJ próprio, com receita bruta anual menor que R\$ 48.000.000,00. Dessa forma é determinado um Imposto de Renda de 15% e Contribuição social de 9% sobre o lucro líquido anual. Além disso, deve-se pagar o PIS de 1,65% e COFINS de 7,6% sobre a receita bruta (Rosseto, 2014).

TAXA ANEEL

Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) paga à ANEEL, corresponde à 0,5% da receita bruta anual obtida com venda de energia. (ANEEL, 2014)

TAXA ONS

Taxa cobrada pelo ONS para os agentes geradores do setor elétrico, com intuito de cobrir os gastos do operador, depende diretamente da capacidade instalada. Foi estipulada como 1% da receita bruta do projeto em questão.

A tabela 11 resume os custos e tributos envolvidos na operação do complexo:

Tabela 11– Resumo dos Custos Anuais do Projeto

Custo	Valor	Valor Anual (R\$)
O&M	2% das turbinas	R\$ 10,920,000.00
Seguros	0,2% do empreendimento	R\$ 1,365,000.00
Arrendamento	1,5% da receita bruta	R\$ 2,035,505.36

TUST	5 R\$/kW	R\$ 897,000
Imposto de Renda	15 % do lucro líquido	Variável
Contribuição Social	9 % do lucro líquido	Variável
PIS	1,65% da receita bruta	R\$ 2,239,055.89
COFINS	7,6% da receita bruta	R\$ 10,313,227.14
Taxa ONS	1% da receita bruta	R\$ 1,357,003.57

5.3. ANÁLISE DE INVESTIMENTO DO CAPITAL

A partir dos dados obtidos com a análise de custo do parque eólico, se torna necessária a realização de uma análise de investimento do capital investido pelo empreendedor, pois dessa forma será possível determinar se o projeto em questão possui viabilidade econômica, principal fator no processo de decisão da empresa interessada. Neste trabalho, três metodologias foram adotadas para determinar supracitada viabilidade: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e a análise de custo benefício (CB).

Para a utilização dessas metodologias de forma eficaz, algumas premissas devem ser adotadas. Primeiramente, o tempo de vida do projeto, e do contrato de venda de energia, foi estabelecido como 20 anos, com base em contratos vigentes (SIMIS, 2010). A taxa de custo do capital escolhida para a análise foi a taxa SELIC prevista para o ano de 2017 pelo Banco Central do Brasil, de 13%. Os investimentos, juntamente com a construção do parque eólico, seriam feitos no ano de 2017. Para efeitos de simplificação e por estar de acordo com o ponto de vista teórico, todos os parques eólicos serão agrupados para a análise de um único projeto.

5.3.1. FINANCIAMENTO

O financiamento do empreendimento será feito com o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), que financia até 70% de empreendimentos de energia que utilizam fontes renováveis (BNDES, 2015). As condições de juros e pagamento do financiamento são os diferenciais do suporte do BNDES para projetos de energia renovável. No 08º LER de 2015, o banco oferecia até 16 anos de prazo de pagamento, através do Sistema de Amortizações Constantes (SAC), com taxa de juros que era composta por: Taxa de Juros a Longo Prazo (TJLP), Taxa de Remuneração do

BNDES de 1,2 % a.a. e uma taxa de risco de crédito que varia de acordo com as condições de pagamento do cliente.

A partir do Boletim Focus de janeiro, produzido pelo Banco Central do Brasil, obteve-se uma previsão da taxa de juros SELIC em torno de 13% e inflação de 5,2% para 2017. A partir de dados de anos anteriores em que esses valores foram encontrados, assumiu-se a TJLP para 2017 como 5,5%, de forma que a taxa de juros final do financiamento foi de 8,66%, para o empréstimo de R\$477.750.000,00 com prazo de pagamento de 13 anos.

5.3.2. VALOR PRESENTE LÍQUIDO PARA O PARQUE EÓLICO

O valor presente líquido será a primeira metodologia utilizada para analisar a viabilidade do investimento. Essa metodologia consiste no cálculo dos valores presentes dos fluxos de caixa estimados durante a vida útil da usina eólica, e é dado pela fórmula (Cavalcante Consultores, 2014):

$$VPL = -I + \sum_t^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t}$$

Onde,

I = Investimento Inicial

FC_t = Fluxo de caixa no t-ésimo período

K = taxa de desconto

n = número de períodos.

O custo inicial de todo o projeto foi estimado em R\$ 682.500.000,00 dos quais 70% serão financiados pelo BNDES, com prestações pagas ao longo dos anos. Dessa forma, o valor do investimento inicial é R\$ 204.750.000,00. De posse desse valor, foi elaborado o fluxo de caixa durante a vida útil do empreendimento, que pode ser visualizado nos anexos. Considerando as receitas e gastos citados nos itens anteriores, obteve-se um VPL positivo de R\$ 141.506.084,21, de forma que se pode concluir a viabilidade econômica do projeto em questão.

Ainda com base no fluxo de caixa, é possível analisar a progressão do crescimento do retorno do investimento feito ao longo dos anos, e a partir disso obter-se o tempo que o projeto demora “se pagar”, o payback.

Como pode ser observado pelo gráfico 15, o payback do empreendimento é de aproximadamente 10 anos.

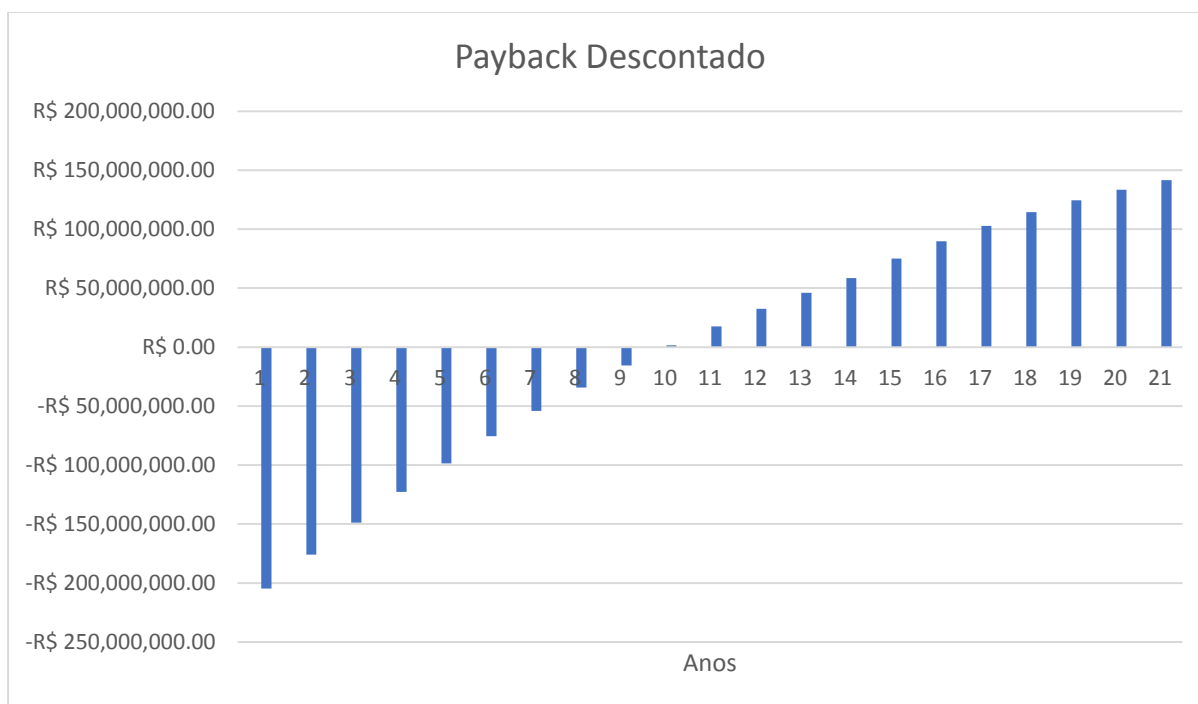


Gráfico 15 – Payback Descontado

5.3.3. TAXA INTERNA DE RETORNO

A taxa interna de retorno é uma ferramenta para análise de investimento, também baseada no fluxo de caixa do projeto, que representa a taxa de retorno que um investimento tem durante certo período, dado pela fórmula:

$$VPL = -I + \sum_t^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

O valor da TIR é encontrado quando se anula o VPL, sendo que um projeto é economicamente viável quando tal valor é igual ou maior que a taxa mínima de atratividade, ou a taxa de custo do capital.

A partir do fluxo de caixa realizado para o estudo de caso, obteve-se uma TIR de 21%, sendo 8% maior que a taxa de custo de capital estipulada para o projeto, de 13%, ressaltando a viabilidade econômica do mesmo.

5.3.4. ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO

Por fim, será utilizada a análise de custo-benefício para o projeto, que é uma metodologia extremamente simples e intuitiva, que consiste na divisão de todas as receitas geradas durante a vida útil do sistema, dividido pelas despesas geradas pelo

mesmo, sendo que para atingir a viabilidade o resultado deve ser maior que 1, através da fórmula:

$$C/B = \frac{\sum_t^n \frac{b_t}{(1+K)^t}}{\sum_t^n \frac{c_t}{(1+K)^t}}$$

Onde,

b_t = receitas no t-ésimo período;

c_t = despesas no t-ésimo período;

K = taxa de desconto;

n = número de períodos.

Aplicando a análise para o projeto proposto, obteve-se o valor de 1,33, corroborando as conclusões obtidas nas outras metodologias, a viabilidade econômica do empreendimento eólico no local e condições estabelecidas pelo trabalho.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A disponibilidade de fontes de energia tradicionais, comumente usadas para geração de energia elétrica, em conjunto com os problemas ambientais gerados à partir da geração de energia proveniente dessas fontes, faz com que a busca por fontes renováveis de energia se torne bem mais que uma vertente secundária no planejamento energético de um país, de forma que tais fontes passam a figurar entre os objetivos principais no panorama da geração de energia elétrica.

Para que uma fonte energética possa ser considerada viável no cenário atual, não basta apenas ser concebida como a com o menor custo. Além disso, é necessária que ela possua disponibilidade, de forma que sua geração possa ser confiável com o passar dos anos e atenda aos requisitos ambientais, ou seja, que no seu processo de implementação, desde a construção até a geração, a fonte tenha a menor influência no que tange à danos ao ambiente, mudanças climáticas e aquecimento global.

Dessa forma, a energia eólica pode ser considerada uma das mais promissoras fontes alternativas de geração de energia elétrica, integrando a matriz energética de vários países.

No Brasil, essa fonte tem um enorme potencial de crescimento na participação na matriz energética, por diversos motivos. Primeiramente, sendo sua matriz energética composta principalmente por energia hidrelétrica, o país percebeu que precisava diversificar suas fontes primárias de energia. Além disso, o Brasil é um país com grande potencial eólico, seja em condições técnicas, como características do vento, como em condições sócioeconômicas, sendo um país em desenvolvimento com grande poder de atração de investimentos.

Através do projeto de criação de uma usina eólica na cidade de Umbuzeiro, no estado do Rio Grande do Norte, proposto pelo trabalho, verificou-se primeiramente a viabilidade técnica supracitada de empreendimentos eólicos no Brasil, através das condições dos regimes do vento, que são favoráveis a tais empreendimentos, bem como condições de terreno e disponibilidade de conexão com a rede elétrica disponível.

Através das metodologias de VPL, Payback, TIR e Custo-Benefício, foi possível constatar também a viabilidade econômica dos projetos eólicos, onde através de financiamentos do BNDES, foi possível encontrar uma TIR de 21%, de forma que o investimento se torna bastante atrativo. Além disso, o payback encontrado foi de

aproximadamente 10 anos, metade da vida útil do sistema. Ou seja, durante os outros dez anos em que a usina estiver funcionando, ela estará gerando lucro líquido para o investidor.

O objetivo atingido por esse trabalho foi de ressaltar que existe grande potencial para a instalação de um complexo eólico no local, onde o retorno do investimento será atrativo. Porém, existe a necessidade de estudos mais aprofundados para diminuir as incertezas intrínsecas a um projeto teórico.

Visitas ao local selecionado, instalação de estruturas para medição de vento na própria localidade e na altura das torres por exemplo, são necessárias para obtenção de dados mais precisos. Principalmente quando se trata de investimentos dessa magnitude, essa precisão é fundamental para as projeções de produção e venda de energia, e dessa forma, fundamental para a segurança dos investidores.

Recomenda-se também , uma avaliação mais detalhada do processo de *Micrositing*, a definição do layout da fazenda, pois através dele perdas na geração de energia podem ser mitigadas.

Por fim, propõe-se para trabalhos futuros, o estudo da influência que o governo, através de políticas públicas, pode ter para a disseminação desse tipo de geração. Além disso, um estudo mais aprofundado dos impactos ambientais e socioecocômicos para as comunidades próximas, uma vez que a aceitação delas é fundamental para o sucesso do empreendimento.

7.BIBLIOGRAFIA

- ABDI, 2014. *Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil*, Brasília: s.n.
- ABEEÓLICA, 2013. *Boletim de Dados do Setor Eólico*, s.l.: s.n.
- ABEEÓLICA, 2015. *Boletim Anual de Geração Eólica 2014*, São Paulo: s.n.
- Ackerman, T. a. S. L., 2000. *Wind Energy Technology and Current Status*, s.l.: s.n.
- ANEEL, 2003. *Aspectos Institucionais*. [Online]
Available at: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_2.htm
[Acesso em 28 Setembro 2015].
- ANEEL, 2014. *Encargos Setoriais*, s.l.: s.n.
- ANEEL, 2014. *Informações Gerenciais*. [Online]
Available at: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/IG_Mar_14.pdf
[Acesso em Abril 2015].
- ANEEL, 2015. *Transmissão*. [Online]
Available at: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97>
[Acesso em 19 Janeiro 2016].
- ANEEL, A. N. d. E. E. -, 2008. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3ª Edição*, s.l.: s.n.
- Appalachian State University, 2015. *Dispelling Common Myths About Wind Energy*. [Online]
Available at: <http://wind.appstate.edu/wind-power/wind-power-factsheets/common-myths-about-wind-power>
- BNDES, 2015. *Geração Eólica e Solar em Leilões de Novembro de 2015*. [Online]
Available at: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/leilao_eolica_solar_nov_2015.html
[Acesso em 19 Janeiro 2016].
- BP, 2015. *Wind Energy*. [Online]
Available at: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/review-by-energy-type/renewable-energy/wind-energy.html>
[Acesso em 27 Setembro 2015].
- Câmara dos Deputados, 2012. *Energias Renováveis, Riqueza Sustentável ao Alcance da Sociedade*, Brasília: s.n.
- Cavalcante Consultores, 2014. *Valor Presente Líquido*. [Online]
Available at: <http://www.cavalcanteassociados.com.br/article.php?id=61>
[Acesso em 23 Janeiro 2016].

- CCEE, 2015. *Resultado Consolidado*, s.l.: s.n.
- COSERN, 2003. *Potencial Eólico do Estado do Rio Grande Do Norte*, s.l.: s.n.
- Da Silva, A. B., 2013. *Projeto Aerodinâmico de Turbinas Eólicas*, Rio de Janeiro: s.n.
- De Castro, N. J., 2009. *A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira*, Rio de Janeiro: s.n.
- Dear, S. J. a. a., 1990. *West Australian Wind Atlas*, s.l.: s.n.
- Domelen, V. J. D., 2003. *Entendendo a Força Coriolis*, s.l.: s.n.
- Dutra, R., 2010. *A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico*, Rio de Janeiro: s.n.
- Elliot, D. L. a. a., 1987. *Wind Energy Resource Atlas of United States*, Solar Energy Research Institute: s.n.
- ENERCON, 2015. *Aerogeradores Enercon - Tecnologia e Assistência Técnica*, Aurich: s.n.
- EPE, 2015. *Balanço Energético Nacional 2015*, s.l.: s.n.
- Evolução Energia Eólica, 2014. *Energia Eólica no Brasil*. [Online] Available at: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/energia-eolica-no-brasil/> [Acesso em 28 Setembro 2015].
- Evolução Energia Eólica, 2014. *Energia Eólica no Mundo*. [Online] Available at: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/energia-eolica-no-mundo/> [Acesso em 27 Setembro 2015].
- Filho, W., 2013. *Impactos Ambientais em Usinas Eólicas*, Itajubá: s.n.
- Filho, W., 2013. *Impactos Ambientais em Usinas Eólicas*, Itajubá: s.n.
- GWEC, 2013. *Market Overview*, s.l.: s.n.
- GWEC, 2014. *Global Wind Energy Council*. [Online] Available at: <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/> [Acesso em 27 Setembro 2015].
- IBGE, 2010. *Censo Demográfico*, s.l.: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
- IDEMA, 2013. *Anuário Estatístico do Rio Grande do Norte*, Rio Grande do Norte: s.n.
- Lage, E. S. e. P. L., 2013. Panorama do Setor de Energia Eólica. *Revista BNDES*, Volume 39, pp. 183-206.
- Manwell. J.F., a. a., 2002. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, s.l.: Wiley & Sons.
- Melo, R., 2015. *Impactos do Atraso na Entrada em Operação Comercial de Usinas Eólicas*, Brasília: Universidade de Brasília.

- Ministério do Planejamento, 2014. PAC. [Online]
Available at: <http://www.pac.gov.br/noticia/3c67e495>
[Acesso em 30 Setembro 2015].
- MMA, 2012. *Entenda como Funciona o Mercado de Crédito de Carbono*. [Online]
Available at: <http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2012/04/entenda-como-funciona-o-mercado-de-credito-de-carbono>
[Acesso em 23 Janeiro 2015].
- Nogueira, J., 2010. *Comissionamento de Cabos Subterrâneos de Média Tensão em Parques Eólicos*, Fortaleza: s.n.
- ONS, 2014. *O Setor Elétrico*. [Online]
Available at: http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx
[Acesso em 26 Outubro 2015].
- ONS, 2015. *Sistema de Transmissão Horizonte*. [Online]
Available at: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_sistema_transmissao.aspx
[Acesso em Abril 2015].
- Orenda Energy Solutions, 2015. *Weibull Distribution - The Best Way to Calculate Wind Speed*. [Online]
Available at: <http://orendaenergy.com/weibull-distribution-the-best-way-to-calculate-wind-speed/>
[Acesso em 22 Novembro 2015].
- Petry, A., 2007. *Análise do Potencial Eólico e Estimativa da Geração de Energia Empregando o Software Livre Alwin*, Porto Alegre: s.n.
- Portal OpenBrasil.org, 2015. *Relevo e Hidrografia*. [Online]
Available at: <http://riograndedonorte.openbrasil.org/2013/08/relevo-e-hidrografia.html>
- PUC-RS, 2010. *Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica*. [Online]
Available at: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=18>
[Acesso em 25 Outubro 2015].
- Rosseto, C., 2014. *Avaliação Econômica da Implantação de Turbinas Eólicas por meio da Análise de Riscos*, Porto Alegre: s.n.
- Runcos, F., a. a., 2006. *Geração de Energia Eólica, Tecnologias Atuais e Futuras*, Florianópolis: s.n.
- Runcos, F., 2000. *Gerador Eólico*, Santa Catarina: s.n.
- Saraiva, R., 2007. *Localização Ótima dos Conversores de Um Parque Eólico para Minimização de Custos Totais*, Lisboa: s.n.

Segura, M. L., 2012. *A Evolução da Matriz Energética Brasileira: O Papel dos Biocombustíveis e Outras Fontes Alternativas*. [Online]

Available at: http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=11039

[Acesso em 30 Setembro 2015].

SIMIS, A., 2010. *Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Geração Eólica no Brasil*, São Paulo: s.n.

Spera, D., 1998. *Wind Turbine Technology*, s.l.: s.n.

The Australian Wind Energy Association, 2002. *Best Practice Guidelines for Implementation of Wind Energy Projects in Australia*, s.l.: s.n.

The Greenest Post, 2014. *8 Maneiras de Prevenir Mortes de Aves em Complexos Eólicos*. [Online]

Available at: <http://www.thegreenestpost.com/8-maneiras-simples-de-prevenir-morte-de-aves-em-complexos-eolicos/>

[Acesso em 27 Setembro 2015].

WIE, 2015. *Vision for a Sustainable World*. [Online]

Available at: <http://www.worldwatch-europe.org/node/304>

[Acesso em 26 Janeiro 2016].

Wobben Windpower, 2014. *Apresentação da Empresa*. [Online]

Available at: <http://www.wobben.com.br/empresa/wobben/apresentacao-da-empresa/>

[Acesso em 22 Novembro 2015].

Wobben Windpower, 2014. *Gerador em Anel*. [Online]

Available at: <http://www.wobben.com.br/tecnologia/gerador-em-anel/>

[Acesso em 22 Novembro 2015].

Wobben Windpower, 2014. *Wobben Windpower*. [Online]

Available at: <http://www.wobben.com.br/empresa/wobben/apresentacao-da-empresa/>

[Acesso em 28 Setembro 2015].

Wobben Windpower, 2015. *Integração na Rede*. [Online]

Available at: <http://www.wobben.com.br/tecnologia/integracao-na-rede/>

[Acesso em 22 Novembro 2015].

8.APÊNDICE

Tabela 12 – Condições do Financiamento BNDES

TJLP	6%	Assumindo SELIC 13% em 2017
BNDES	3.00%	Assumindo SELIC 13% em 2017
BNDES FINAL	8.66%	
Empréstimo	R\$ 477,750,000.00	Máximo de 70% financiado pelo BNDES
Prazo	12	

Tabela 13 – Financiamento BNDES

Ano	Prestação	Juros	Amortização	Saldo Devedor
0				R\$ 477,750,000.00
1	R\$ 78,147,037.50	R\$ 41,397,037.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ 441,000,000.00
2	R\$ 74,962,650.00	R\$ 38,212,650.00	R\$ 36,750,000.00	R\$ 404,250,000.00
3	R\$ 71,778,262.50	R\$ 35,028,262.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ 367,500,000.00
4	R\$ 68,593,875.00	R\$ 31,843,875.00	R\$ 36,750,000.00	R\$ 330,750,000.00
5	R\$ 65,409,487.50	R\$ 28,659,487.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ 294,000,000.00
6	R\$ 62,225,100.00	R\$ 25,475,100.00	R\$ 36,750,000.00	R\$ 257,250,000.00
7	R\$ 59,040,712.50	R\$ 22,290,712.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ 220,500,000.00
8	R\$ 55,856,325.00	R\$ 19,106,325.00	R\$ 36,750,000.00	R\$ 183,750,000.00
9	R\$ 52,671,937.50	R\$ 15,921,937.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ 147,000,000.00
10	R\$ 49,487,550.00	R\$ 12,737,550.00	R\$ 36,750,000.00	R\$ 110,250,000.00
11	R\$ 46,303,162.50	R\$ 9,553,162.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ 73,500,000.00
12	R\$ 43,118,775.00	R\$ 6,368,775.00	R\$ 36,750,000.00	R\$ 36,750,000.00
13	R\$ 39,934,387.50	R\$ 3,184,387.50	R\$ 36,750,000.00	R\$ -
TOTAL	R\$ 767,529,262.50	R\$ 289,779,262.50	R\$ 477,750,000.00	

Tabela 14 – Resultado Fluxo de Caixa

Anos	Investimento (R\$)	Produção (MWh/ano)	Receita Crédito de Carbono(R\$)	Receita Bruta (R\$)	Prestação do Financiamento (R\$)	PIS/PASEP(R\$)
0	-R\$ 204,750,000.00					
1		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 78,147,037.50	R\$ 2,358,472.21
2		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 74,962,650.00	R\$ 2,358,472.21
3		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 71,778,262.50	R\$ 2,358,472.21
4		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 68,593,875.00	R\$ 2,358,472.21
5		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 65,409,487.50	R\$ 2,358,472.21
6		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 62,225,100.00	R\$ 2,358,472.21
7		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 59,040,712.50	R\$ 2,358,472.21
8		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 55,856,325.00	R\$ 2,358,472.21
9		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 52,671,937.50	R\$ 2,358,472.21
10		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 49,487,550.00	R\$ 2,358,472.21
11		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 46,303,162.50	R\$ 2,358,472.21
12		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 43,118,775.00	R\$ 2,358,472.21
13		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45	R\$ 39,934,387.50	R\$ 2,358,472.21
14		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
15		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
16		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
17		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
18		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
19		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
20		R\$ 646,192.18	R\$ 7,237,352.38	R\$ 142,937,709.45		R\$ 2,358,472.21
Total	-R\$ 204,750,000.00	R\$ 12,923,843.53	R\$ 144,747,047.55	R\$ 2,858,754,189.07	R\$ 767,529,262.50	R\$ 47,169,444.12

Anos	COFINS(R\$)	TUST(R\$)	Taxa ANEEL (R\$)	Taxa ONS/CCEE(R\$)	Seguros(R\$)	Arrendamento do Terreno(R\$)
0						
1	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
2	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
3	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
4	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
5	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
6	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
7	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
8	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
9	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
10	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
11	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
12	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
13	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
14	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
15	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
16	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
17	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
18	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
19	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
20	R\$ 10,863,265.92	897000	R\$ 714,688.55	R\$ 1,429,377.09	R\$ 1,365,000.00	R\$ 2,144,065.64
Total	R\$ 217,265,318.37	R\$ 17,940,000.00	R\$ 14,293,770.95	R\$ 28,587,541.89	R\$ 27,300,000.00	R\$ 42,881,312.84

Anos	O&M(R\$)	Lucro Operacional (R\$)	Depreciação(R \$)	Lucro Líquido Antes do Imposto (R\$)	IR (R\$)	CS(R\$)	Lucro Líquido (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0		-R\$ 204,750,000.00					-R\$ 204,750,000.00	-R\$ 204,750,000.00
1	R\$ 10,920,000.00	R\$ 34,098,802.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 6,798,802.55	R\$ 1,019,820.38	R\$ 611,892.23	R\$ 5,167,089.93	R\$ 32,467,089.93
2	R\$ 10,920,000.00	R\$ 37,283,190.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 9,983,190.05	R\$ 1,497,478.51	R\$ 898,487.10	R\$ 7,587,224.43	R\$ 34,887,224.43
3	R\$ 10,920,000.00	R\$ 40,467,577.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 13,167,577.55	R\$ 1,975,136.63	R\$ 1,185,081.98	R\$ 10,007,358.93	R\$ 37,307,358.93
4	R\$ 10,920,000.00	R\$ 43,651,965.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 16,351,965.05	R\$ 2,452,794.76	R\$ 1,471,676.85	R\$ 12,427,493.43	R\$ 39,727,493.43
5	R\$ 10,920,000.00	R\$ 46,836,352.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 19,536,352.55	R\$ 2,930,452.88	R\$ 1,758,271.73	R\$ 14,847,627.93	R\$ 42,147,627.93
6	R\$ 10,920,000.00	R\$ 50,020,740.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 22,720,740.05	R\$ 3,408,111.01	R\$ 2,044,866.60	R\$ 17,267,762.43	R\$ 44,567,762.43
7	R\$ 10,920,000.00	R\$ 53,205,127.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 25,905,127.55	R\$ 3,885,769.13	R\$ 2,331,461.48	R\$ 19,687,896.93	R\$ 46,987,896.93
8	R\$ 10,920,000.00	R\$ 56,389,515.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 29,089,515.05	R\$ 4,363,427.26	R\$ 2,618,056.35	R\$ 22,108,031.43	R\$ 49,408,031.43
9	R\$ 10,920,000.00	R\$ 59,573,902.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 32,273,902.55	R\$ 4,841,085.38	R\$ 2,904,651.23	R\$ 24,528,165.93	R\$ 51,828,165.93
10	R\$ 10,920,000.00	R\$ 62,758,290.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 35,458,290.05	R\$ 5,318,743.51	R\$ 3,191,246.10	R\$ 26,948,300.43	R\$ 54,248,300.43
11	R\$ 10,920,000.00	R\$ 65,942,677.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 38,642,677.55	R\$ 5,796,401.63	R\$ 3,477,840.98	R\$ 29,368,434.93	R\$ 56,668,434.93
12	R\$ 10,920,000.00	R\$ 69,127,065.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 41,827,065.05	R\$ 6,274,059.76	R\$ 3,764,435.85	R\$ 31,788,569.43	R\$ 59,088,569.43
13	R\$ 10,920,000.00	R\$ 72,311,452.55	R\$ 27,300,000.00	R\$ 45,011,452.55	R\$ 6,751,717.88	R\$ 4,051,030.73	R\$ 34,208,703.93	R\$ 61,508,703.93
14	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
15	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
16	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
17	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
18	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
19	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
20	R\$ 10,920,000.00	R\$ 112,245,840.05	R\$ 27,300,000.00	R\$ 84,945,840.05	R\$ 12,741,876.01	R\$ 7,645,125.60	R\$ 64,558,838.43	R\$ 91,858,838.43
Total	R\$ 218,400,000.00	R\$ 1,272,637,538.41	R\$ 546,000,000.00	R\$ 931,387,538.41	R\$ 139,708,130.76	R\$ 83,824,878.46	R\$ 503,104,529.19	R\$ 1,049,104,529.19

Tabela 15 – Fluxo de Caixa Descontado

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)		Fluxo de Caixa Descontado (R\$)		Saldo
0	-R\$	204,750,000.00	-R\$	204,750,000.00	-R\$ 204,750,000.00
1	R\$	32,467,089.93	R\$	28,731,938.00	-R\$ 176,018,062.00
2	R\$	34,887,224.43	R\$	27,321,814.11	-R\$ 148,696,247.90
3	R\$	37,307,358.93	R\$	25,855,871.16	-R\$ 122,840,376.73
4	R\$	39,727,493.43	R\$	24,365,615.73	-R\$ 98,474,761.01
5	R\$	42,147,627.93	R\$	22,876,043.84	-R\$ 75,598,717.17
6	R\$	44,567,762.43	R\$	21,406,722.02	-R\$ 54,191,995.14
7	R\$	46,987,896.93	R\$	19,972,705.72	-R\$ 34,219,289.42
8	R\$	49,408,031.43	R\$	18,585,318.27	-R\$ 15,633,971.15
9	R\$	51,828,165.93	R\$	17,252,810.38	R\$ 1,618,839.23
10	R\$	54,248,300.43	R\$	15,980,917.21	R\$ 17,599,756.44
11	R\$	56,668,434.93	R\$	14,773,328.00	R\$ 32,373,084.44
12	R\$	59,088,569.43	R\$	13,632,080.87	R\$ 46,005,165.31
13	R\$	61,508,703.93	R\$	12,557,893.94	R\$ 58,563,059.25
14	R\$	91,858,838.43	R\$	16,596,738.09	R\$ 75,159,797.34
15	R\$	91,858,838.43	R\$	14,687,378.84	R\$ 89,847,176.19
16	R\$	91,858,838.43	R\$	12,997,680.39	R\$ 102,844,856.58
17	R\$	91,858,838.43	R\$	11,502,372.03	R\$ 114,347,228.61
18	R\$	91,858,838.43	R\$	10,179,090.29	R\$ 124,526,318.90
19	R\$	91,858,838.43	R\$	9,008,044.51	R\$ 133,534,363.41
20	R\$	91,858,838.43	R\$	7,971,720.80	R\$ 141,506,084.21